

**“ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA
MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA
PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE”**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERA ELÉCTRICA**

**TEMA:
“ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA
MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA
PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE”**

**AUTOR:
SANDRA ARIEL GUALOTUÑA LOGACHO**

**TUTOR:
WILSON DAVID PAVÓN VALLEJOS**

Quito D.M., mayo 2021

Sandra Ariel Gualotuña Logacho

“ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE”

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Sandra Ariel Gualotuña Logacho (Y’1997). Realizó sus estudios de nivel secundario en la Unidad Educativa “Saint Dominic School” de la ciudad de Quito, obteniendo el título de bachiller en ciencias generales. Egresada de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la implementación de una estrategia de control para una Micro-red aislada con generación distribuida para mejorar la estabilidad de voltaje. sgualotunal@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Wilson David Pavón Vallejos (Y’1989). Actualmente es docente a tiempo completo de la Universidad Politécnica Salesiana. Obtuvo su título de tercer nivel en la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE como Ingeniero Electrónico en Automatización y Control. Obtuvo su título de cuarto nivel en la Universidad de Newcastle upon Tyne como Magister en Automatización y Control. wpavon@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Wilson David Pavón Vallejos, declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE*” realizado por Sandra Ariel Gualotuña Logacho, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., mayo de 2021



.....

Wilson David Pavón Vallejos

C.C.: 1719224311

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Sandra Ariel Gualotuña Logacho, con documento de identificación N° 1725890956, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniera Eléctrica, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



.....
Sandra Ariel Gualotuña Logacho

C.C.: 1725890956

Quito, D.M., mayo de 2021

1. ÍNDICE GENERAL

1	INTRODUCCIÓN	2
2	MARCO TEÓRICO	5
2.1	Micro-redes	5
2.2	Generación distribuida	6
2.3	Estabilidad de voltaje	7
2.4	Control de voltaje en Micro-redes aisladas	8
2.5	Control jerárquico de Micro-red.	9
2.5.1	Impedancia Virtual	10
2.5.2	Electrical Spring	12
2.5.3	Droop control	12
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	13
3.1	Escenario para la investigación	13
3.2	Diseño del controlador	15
4	CASO DE ESTUDIO.....	18
5	ANÁLISIS DE RESULTADOS	18
5.1	Escenario 1	19
5.2	Escenario 2	21
5.3	Escenario 3	24
6	CONCLUSIONES	27
6.1	Trabajos futuros.....	27
7	REFERENCIAS	28
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	33
7.2	Resumen de Indicadores.....	38

2. ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de una Micro-red AC/DC junto con la red convencional.	4
Figura 2. Micro-red AC-DC acoplada.	6
Figura 3. Diagrama estabilidad en una Micro-red aislada.	7
Figura 4. Estrategia de "Droop control" de bucle múltiple con el enfoque de impedancia de salida virtual [13].	7
Figura 5. Circuito equivalente batería [42].	8
Figura 6. Micro -red híbrida AC-DC [24].	9
Figura 7. Diagrama de bloques lazo de control interno.	11
Tabla 5. Descripción diagrama de bloques lazo de control interno.	11
Figura 8 Técnicas impedancia virtual.	11
Figura 9. Control de impedancia virtual de una Micro-red AC [49].	11
Figura 10 Electrical Spring. [32].	12
Figura 11 Diagrama de bloques "Slide Mode Controller" SMC [40].	12
Figura 12. Micro-red AC-DC propuesta.	14
Figura 13. Controlador "droop" robust [10].	14
Figura 14. Características Droop control [43].	17
Figura 15. Fuente 1 escenario uno.	19
Figura 16. Fuente 2 escenario inicial.	20
Figura 17. Potencias generaciones distribuidas.	20
Figura 18. Voltaje p.u en las cargas.	21
Figura 19. Escenario 1 Comparación de voltajes.	21
Figura 20. Fuente 1 escenario 2.	22
Figura 21. Voltaje RMS del sistema.	22
Figura 22. Fuente 2 escenario 2.	23
Figura 23. Potencias DG escenario 2.	23
Figura 24. Voltaje p.u escenario 2.	24
Figura 25. Fuente 1 escenario 3.	24
Figura 26. Fuente 2 escenario 3.	25
Figura 27. Potencias escenario 3.	25
Figura 28. Voltaje con perturbación.	26
Figura 29. Voltaje con perturbación p.u.	26
Figura 30. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	38

3. ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ventajas y desventajas Micro-red DC.	5
Tabla 2. Ventajas y desventajas Micro-red AC.	6
Tabla 3. Parámetros de sistema de control.	8
Tabla 4. Parámetros circuito equivalente batería.	8
Tabla 5. Descripción diagrama de bloques lazo de control interno.	11
Tabla 6. Variables utilizadas.	13
Tabla 7. Variables controlador "droop" robusto.	14
Tabla 8 Parámetros eléctricos del sistema.	15
Tabla 9 Parámetros eléctricos de la DG1.	15
Tabla 10 Parámetros eléctricos de la DG2.	16
Tabla 11. Parámetros del control interno.	18
Tabla 12. Parámetros del control primario.	18
Tabla 13. Parámetros Control secundario.	18
Tabla 14. Matriz de estado del arte	33

ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.

Resumen

El constante avance de la tecnología requiere una gran cantidad de energía, por ello se ha propuesto la inclusión de fuentes de energía renovable (RES) cerca de los centros de carga. Estas RES son implementadas también en sectores donde el sistema eléctrico convencional no es capaz de llegar, de esta manera se garantiza el abastecimiento de energía eléctrica a toda la población. Sin embargo, la implementación de estos nuevos sistemas implica retos de control para que su funcionamiento sea correcto, indiferente que la Micro-red funcione de forma conectada o aislada a la red convencional.

Este trabajo presenta una novedosa estrategia de control de Micro-redes aisladas, basado en el control jerárquico y control droop modificado. Esta estrategia robusta permite mejorar la estabilidad de voltaje y su comportamiento transitorio.

Se implementa una Micro-red de referencia con dos fuentes fotovoltaicas con valores nominales. Lo que permite verificar el desempeño de la estrategia propuesta comparando con un controlador PI convencional.

Abstract

Technological advances demand a huge amount of electricity, therefore Renewable Energy Resources (RES) must be near the electrical demand is huge, in addition they are implemented in rural places, where electric utility is not able to provide the service. However, the implementation of these new systems implies facing new challenges for the correct operation of Microgrid connected or islanded from the conventional system. This research presents a novel control strategy for islanded Microgrids, based on hierarchical control and modified droop control. The robust control strategy presented allows stability voltage improvement and its transient behavior. Which subscribes to verify the performance of the proposed strategy compared with a conventional PI controller.

Palabras Clave: Micro-red, Generación Distribuida, control jerárquico, Control Droop robusto, control de voltaje.

Keywords: Microgrid, Distributed Generation, Hierarchical control, robust droop control, voltage control.

1 INTRODUCCIÓN

El cambio climático, el crecimiento de la población, el avance tecnológico ha permitido la introducción de energías renovables (RES) a los sistemas eléctricos de potencia convencionales. La introducción de este tipo de energías aporta en el crecimiento de la cobertura de servicio eléctrico en lugares remotos y en los centros de carga, donde la ampliación de subestaciones no es una opción. Así mismo, sumado a los grandes costos en infraestructura que implica su implementación, por lo que la inserción de nuevas tecnologías sería un gran aporte para mejorar la calidad de energía y alivianar la demanda en la red. Sin embargo, suponen un reto en la operación, planeamiento y control de la red [1][2].

El reto introducido por las RES viene dado por la variación del clima, donde se introducen incertidumbres al sistema debido a que los pronósticos meteorológicos no son totalmente acertados y pueden variar de un momento a otro [3].

La introducción de RES da origen a la creación de pequeños sistemas denominados Micro-redes (MR) que son definidas como: grupos de recursos energéticos distribuidos (DER), grupos de cargas y sistemas de almacenamiento operando en un solo sistema, que puede tener dos modos de operación, conectados o aislados de la red [4].

La mitigación de los efectos negativos de la inserción de recursos distribuidos renovables a los sistemas convencionales se podría dar al utilizar estrategias de control en los diferentes dispositivos para acoplarlos de mejor manera a la red [5].

La arquitectura de control de una MR puede dividirse en centralizado y distribuido, de acuerdo con la presencia o no de una red de comunicación.

En el modo de operación denominado aislado, la MR debe proveer del servicio de energía al consumidor final, con los mismos parámetros de calidad [6]–[8]. Y de igual manera al operar juntamente con la red.

La potencia puede ser intercambiada unidireccional o bidireccionalmente. Para la interacción entre dos sistemas existe un convertidor AC/DC bidireccional [6]–[10]. El controlador de corriente bidireccional, “bidirectional ac/dc interlinking converter” es un dispositivo que puede ser utilizado en el control jerárquico de Micro-redes [9].

La fuente de voltaje máximo se adopta como el método de control de caída para gestionar las operaciones en paralelo de las Generaciones distribuidas (GD) despachadas para lograr un intercambio de energía sin comunicación.

Refiriéndose a la generación distribuida se debe tomar en cuenta que se introduce incertidumbres, las cuales afectan al balance la red y pueden afectar la eficiencia de la red eléctrica al incrementar las pérdidas reduciendo la calidad de energía.

En la figura 1, se observan diferentes tipos de cargas (comerciales, residenciales, industriales) las cuales al principio operaban únicamente con una generación centralizada, en este caso las hidroeléctricas.

Posteriormente se añadieron generaciones distribuidas convencionales y no convencionales como paneles fotovoltaicos, generadores de diésel. Estos generadores mejoran el abastecimiento de energía eléctrica en los centros urbanos, donde normalmente está el mayor consumo de energía. El éxito de las MR radica en un sistema de control capaz de alcanzar los voltajes y potencias requeridas.

Las MR al estar cerca de los centros de carga reducen costos por transmisión de

energía y reducen totalmente las pérdidas por transporte de energía [11]. En las MR debido a la diversidad que tienen en generaciones, cargas y sistemas de almacenamiento se puede tener corriente AC Y DC. Entre los elementos que incluyen las MR se encuentran las celdas fotovoltaicas, celdas de combustible y sistemas de almacenamiento que proveen potencia DC. Por otro lado, las microturbinas y algunos tipos de generación eólica producen potencia AC, de 50 Hz o 60 Hz, dependiendo de la región [3], [12]–[14].

Haciendo una comparación entre las MR con las tecnologías convencionales, como, por ejemplo, las redes de energía centralizadas. La MR provee mayor confiabilidad, eficiencia y permite contrarrestar problemas medioambientales [1], [15], [16]. Además, que el cliente tiene la posibilidad de interactuar activamente en algunas etapas del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La desventaja de una MR es el grado de complejidad del diseño y control. Para mejorar la confiabilidad de la MR se deben implementar diferentes técnicas de control.

Además, el control de MR exige una red de comunicación con un ancho de banda muy alto para la correcta transferencia de datos [17]

Cuando se produce una falla, el punto de conexión común (PCC, por sus siglas en inglés) permite la interrupción del flujo de energía, entre la MR y la red convencional [9]. El sistema debe ser capaz de retornar a su operación normal en el menor tiempo posible. En este punto es donde las estrategias de control juegan un papel crucial para el funcionamiento exitoso de las MR.

La estrategia de control debe considerar las características de la MR y los objetivos planteados para ella. En este sentido, debe tomar en cuenta sus

características inherentes, donde se debe analizar la mejor estrategia de control que se ajusta a las necesidades de control del sistema. Control de voltaje, frecuencia, potencia, fallas, sincronización de frecuencia, control de la forma de onda del transitorio de voltaje y corriente, entre otros [9].

El control de potencia se lo realiza de manera secundaria, para ello se requiere de un control jerárquico. El control de frecuencia que afectará la potencia activa y el control de voltaje que afectará la potencia reactiva [10].

Entre los dispositivos empleados para el control jerárquico de la MR, se espera que el inversor ayude con el soporte de voltaje AC/DC al cambiar el modo de operación de despacho de potencia a regulación de voltaje cuando la fuente de voltaje principal en cualquiera de los nodos falla abruptamente [5][18] [19].

Entre otras técnicas de control para mejorar la operación de las MR se destacan técnicas como impedancia virtual, control droop, inductor eléctrico (ES, por sus siglas en inglés), control de tolerancia de fallos entre otras, obteniendo resultados satisfactorios en la compartición de potencia y estabilidad de voltaje [20]–[22]. El esquema de control basado en el control de caída estático en una MR permite el intercambio de potencia y regulación.

El control droop es una técnica que permite controlar idealmente las MR aisladas, porque no requiere una red de comunicación, mejorando su confiabilidad y disminuyendo su complejidad [20]–[22]

Las MR tienen un gran interés en las redes de investigadores, en [22] se diseña sistemas de control, controladores PI, empleando diagramas de bode, en donde se pretende verificar la respuesta de frecuencia, y aumentar la robustez del sistema.

El objetivo del control robusto según [23]–[25] es extraer las características de incertidumbre del modelo y aplicar esa información al diseño del sistema de control.

En [26] el control robusto convencional se ve modificado para asegurar una compartición de carga proporcional. La estrategia destaca la robustez que se opone a los errores numéricos, perturbaciones, ruidos, impedancias de alimentadores, únicamente consideraron los errores en la medición de voltaje.

El control deslizante (SMC, por sus siglas en inglés) y el modelo de referencia en lazo cerrado las cuales aumentan la estabilidad, robustez y rendimiento por medio de su estrategia [27].

En [28] se analiza la estabilidad de una Micro-red híbrida, donde se propone un control dinámico de ganancia de caída para lidiar con los cambios de las RES y mantener la estabilidad de la MR.

El uso de sistemas de almacenamiento consiste en mejorar la estabilidad, calidad de potencia, confiabilidad en toda la MR.

En [18] se propone una estrategia de control jerárquico para la operación de la MR, donde la estructura del control se desarrolla en los niveles: interno, primario y secundario, para regular la salida de voltaje del inversor, compensar la desviación del voltaje y para asegurar la operación de la red en cualquiera de los modos.

El autor de [11] indica que para el análisis de MR se ha implementado el consorcio [9] de tecnología de electricidad confiable, además de modelos establecidos como los de CIGRE o IEEE.

El presente artículo está dividido en las siguientes secciones: la sección 2 expone el estado del arte; la sección 3 presenta la metodología empleada con los diagramas de la estrategia de control; la sección 4 muestra el caso de estudio y la sección 5 analiza los resultados obtenidos al aplicar la estrategia de control en la MR en modo aislado; y en la sección 6 se presentan las conclusiones obtenidas en la investigación.

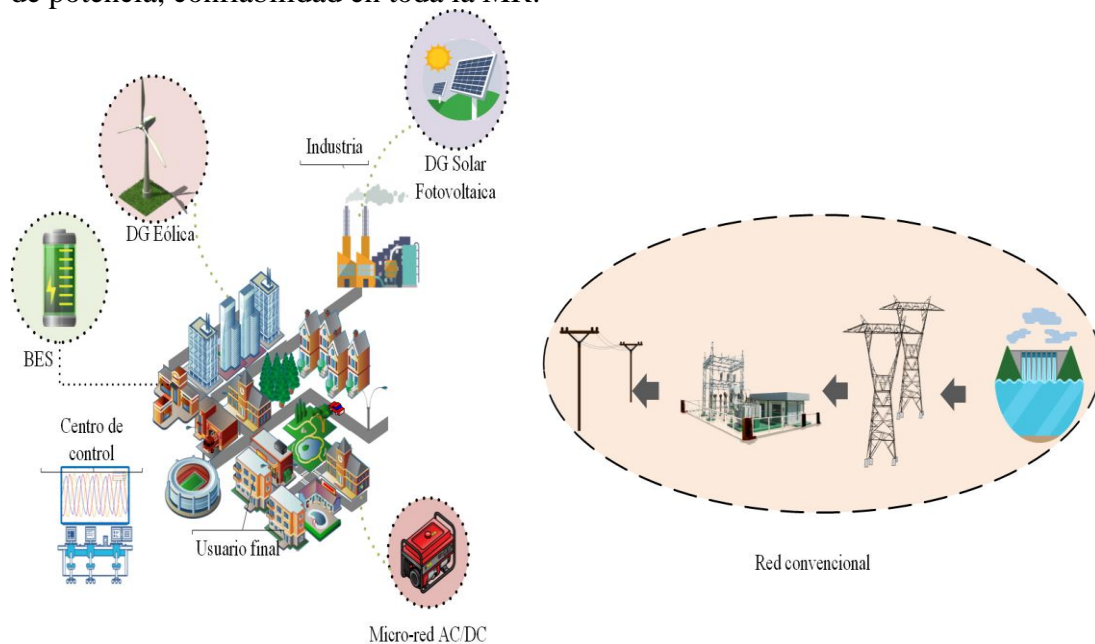


Figura 1. Ejemplo de una Micro-red AC/DC junto con la red convencional.

2 MARCO TEÓRICO

En esta sección se realizó un estudio a detalle de las bases teóricas para el desarrollo de esta investigación.

2.1 Micro-redes

Las MRs basan su funcionamiento en el manejo de la información y el análisis de los flujos de potencia, para las redes eléctricas de distribución con la inclusión de RES, incluyendo la gestión de fuentes de generación hasta el consumidor final.

Una MR es por fundamento bidireccional y es acoplada al sistema a través del empleo de la electrónica de potencia [21].

Una MR tiene la ventaja de trabajar como un sistema autónomo, este modo de operación se lo conoce como aislado [29], ya que la conexión del sistema centralizado se mantiene conectado a una red, gracias a las diferentes tecnologías de almacenamiento y conversión, el usuario final no perdería el servicio [30].

Los modos de operación que tiene la MR son factibles gracias al acople que tienen.

Entre las diferentes ventajas de la implementación de las MR se tiene que se puede mantener la calidad de la energía al aumentar la demanda. Gracias a las diferentes estrategias de control, la estabilidad de voltaje mejora y se puede repartir la energía sobrante manteniendo la calidad y confiabilidad de la energía.

Es importante resaltar que las MR están compuestas por cargas y generadores dando lugar a redes híbridas que utilizan energías renovables o convencionales [31].

Como se muestra en la Figura 1, las MR están constituidas por sistemas y subsistemas como: varios tipos de cargas, generación distribuida renovables y no

renovables (paneles solares, aerogeneradores), almacenamiento de energía, supercondensadores, sistemas centrales de control, controles locales, sistemas de monitoreo y también la red principal.

Las MRs tienen dos modos de funcionamiento conectado a la red y modo aislado [32]. El control en cada uno de estos modos varía ya que al estar conectado a la red tomará como referencia las características del sistema convencional.

Las MR pueden operar sin inconvenientes conectadas a la red, de igual forma aislada, de acuerdo con su ubicación geográfica [33][34][35]. La MR tiene la capacidad de aislarse si ocurre algún problema o de acuerdo con horarios programados. Al operar de manera aislada la MR debe tener capacidad de actuar de forma autónoma, donde es indispensable la aplicación de una estrategia de regulación de voltaje, de lo contrario, la MR podría experimentar desbalances entre la generación y demanda [20].

Tabla 1. Ventajas y desventajas Micro-red DC.

Ventajas	Desventajas
● Las GD solo dependen del voltaje DC, por lo que es más fácil su coordinación.	● Todos los dispositivos DC necesitan una conversión de la red AC convencional
● Las fluctuaciones de carga son compensadas por los dispositivos de almacenamiento en el lado DC	● Costos extremadamente altos para su implementación debido al desconocimiento del sistema.

Tabla 2. Ventajas y desventajas Micro-red AC.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ● Un breaker es necesario en el PCC para realizar la conexión y desconexión. ● Conexión a través de una barra AC, no se necesita inversores para el abastecimiento de las cargas AC. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Menos eficiencia en la transmisión de potencia debido a las grandes pérdidas en las líneas ● Diseño del sistema de protecciones a trabajar en modo aislado como conectado.

2.2 Generación distribuida

A través de los años se ha visto la importancia de la implementación de energías no convencionales debido al cambio climático y el crecimiento continuo de la población.

Esto ha provocado nuevos retos a los sistemas eléctricos de potencia para poder abastecer a los nuevos clientes. Como se conoce la gran lejanía de las centrales generadoras produce un significativo

número de pérdidas, razón por la cual se ha visto la solución en la implementación de generaciones distribuidas DG, cerca de los centros de carga [36]. Al mismo tiempo la existencia de pequeñas comunidades muy lejanas dificulta el suministro de energía a las empresas distribuidoras.

Las generaciones distribuidas son definidas como generaciones de electricidad moduladoras integradas o aisladas de pequeño tamaño, que permiten al usuario participar en el intercambio de energía junto a las empresas distribuidoras. Se diferencian de las redes convencionales al incluir generaciones convencionales y no convencionales cerca de áreas industriales, evitando grandes costos de transporte y pérdidas [11], [37]–[39].

En la figura 2 se puede apreciar un modelo de la una MR DC-AC, que cuenta con diferentes tipos de GD además se aprecia los tipos de pérdidas que pueden aparecer en el sistema de distribución. Se puede observar diferentes tipos de estudios que pueden ser aplicados al sistema. Como la curva PQ para verificar la operación estable del sistema, curvas de demanda, cargabilidad, curvas de consumo, pérdidas en sistema de distribución, Curva PV, Curva VQ.

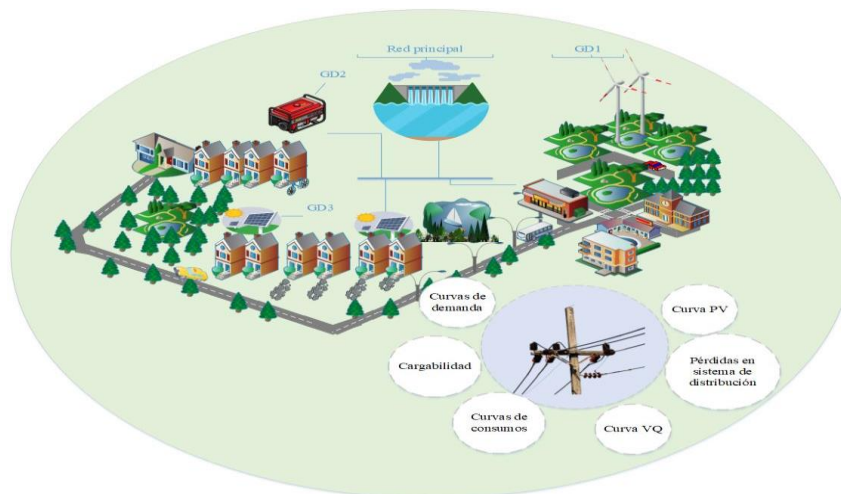


Figura 2. Micro-red AC-DC acoplada.

2.3 Estabilidad de voltaje

La inclusión de fuentes de energía no convencionales en las MR ha llevado a enfrentarse a nuevos desafíos debido a las incertidumbres que conllevan estos recursos energéticos para mantener el equilibrio entre la generación y demanda.

Este equilibrio puede tener un error menor al 3% [39]–[41]. En los sistemas eléctricos de potencia convencionales se tiene pérdidas de potencia debido a las largas distancias que tienen que recorrer las líneas de transmisión para llegar a los centros de consumo, algo que es totalmente ajeno en la MR, ya que se encuentran a cortas distancias del usuario final, disminuyendo las caídas de tensión [31].

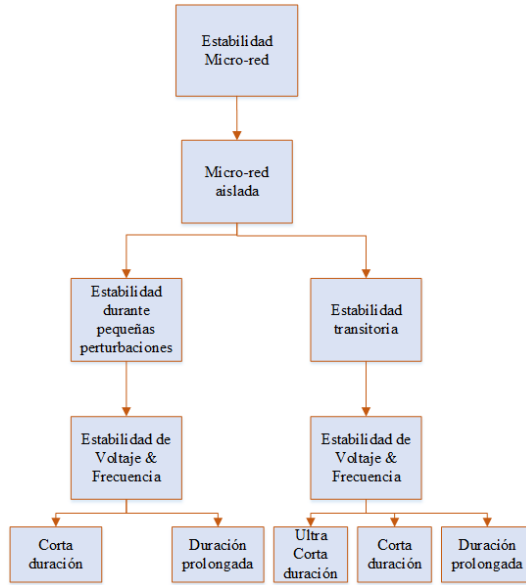


Figura 3. Diagrama estabilidad en una Micro-red aislada.

En cuanto al funcionamiento del sistema la estabilidad dinámica se basa en el análisis de la evolución de sus trayectorias partiendo de una condición inicial [32].

En las MR el sistema de manejo de energía juega un papel muy importante para el entorno científico. El EMS,

sistema de gestión de energía, en una MR engloba la gestión tanto de la oferta como de la demanda, satisfaciendo al mismo tiempo las restricciones del sistema, para realizar una operación económica, sostenible y confiable de la MR [17].

En [42], [43] se presenta un modelo, una pequeña comunidad resiliente incluyendo el EMS tipo de despacho económico aplicado para el EMS en lugar del flujo óptimo de potencia (OPF).

La desviación de la frecuencia y su rango de carga depende del tamaño y el tipo de la GD. Para la investigación del comportamiento dinámico de las MR incluyendo los controladores de las generaciones distribuidas uno y dos se tiene el siguiente modelo matemático [44].

$$\Delta x' = a \Delta x + B \Delta u \quad (1)$$

El modelo presentado en la ecuación 1 está construido a base de las ecuaciones diferenciales ordinarias representando la GD 1 y sus sistemas de excitación.

En la figura 4 se aprecia un diagrama de bloques con un lazo múltiple. El equilibrio de la potencia en la unidad aislada debe ser observada para mantener la frecuencia y el voltaje en límites aceptables y para asegurar la estabilidad de la MR [13].

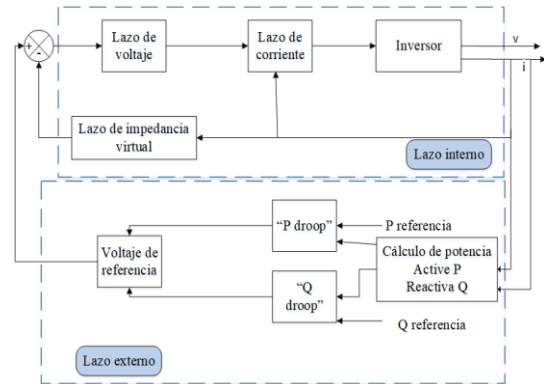


Figura 4. Estrategia de "Droop control" de bucle múltiple con el enfoque de impedancia de salida virtual [13].

Tabla 3. Parámetros de sistema de control.

Variable	Nombre
Vref	Voltaje RMS
iqref	Corriente RMS
ω	Frecuencia angular
S	Dominio de la frecuencia

Las baterías de almacenamiento de energía son el componente principal para la regulación de voltaje en MR al de una batería DC [42]. En la figura 5 se aprecia un circuito equivalente del modelo que proviene de la herramienta Matlab/simulink y en la tabla 4 se aprecia los parámetros que corresponden a las gráficas.

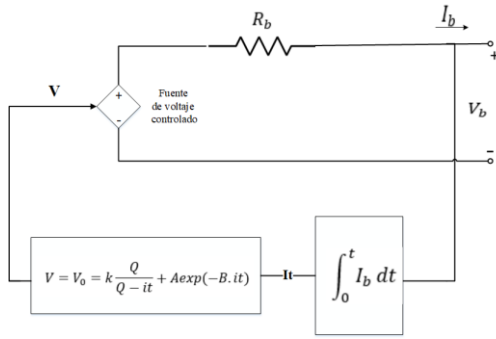


Figura 5. Circuito equivalente batería [42].

Tabla 4. Parámetros circuito equivalente batería.

Variable	Descripción
Rb	Resistencia interna
Vo	Voltaje de circuito abierto
ib	Capacidad nominal
Q	Corriente de la batería
K	Voltaje de polarización
A	Voltaje exponencial
B	Capacidad exponencial

2.4 Control de voltaje en Micro-redes aisladas

Las fuentes de la Micro-red aislada tienen una interfaz de electrónica de potencia como, inversores de voltaje (VSI), convertidores para el transporte de potencia DC a AC, tal como se aprecia en la figura 6. La MR puede consistir en una o varias fuentes de potencia. La Micro-red aislada puede ser controlada a través de dos lazos de control.

Los VSI son definidas como “Grid forming”, donde la salida del inversor puede ser definida por el diseñador normalmente están conectados a fuentes de voltaje DC [42].

En [5], [44], [45] se hace una recopilación de las técnicas de control droop en una MR donde se habla de un control con un lazo cerrado y una impedancia para una MR inductiva de una sola fase incluyendo términos integrales y derivativos, y la regulación de voltaje son mejoradas al diseñar un controlador con tres lazos principales.

El diseño de un control robusto consiste en calcular la desviación mínima del controlador para obtener los resultados esperados [23]. Además, el autor presenta una estrategia de control robusto para el modelo de la MR, una mezcla entre el control maestro y el control H_{∞} , donde los dos subsistemas podrán ser controlados usando controladores locales.

Las estrategias de distribución de cargas de la MR conllevan mejoras significativas en la estabilidad del sistema, gracias a la robustez que adquiere el sistema al enfrentarse a contingencias y en cualquier modo de operación de la red [24].

De igual manera en conjunto con el control jerárquico el droop control puede operar como una estrategia de control robusto en las fuentes de generación distribuida [24].

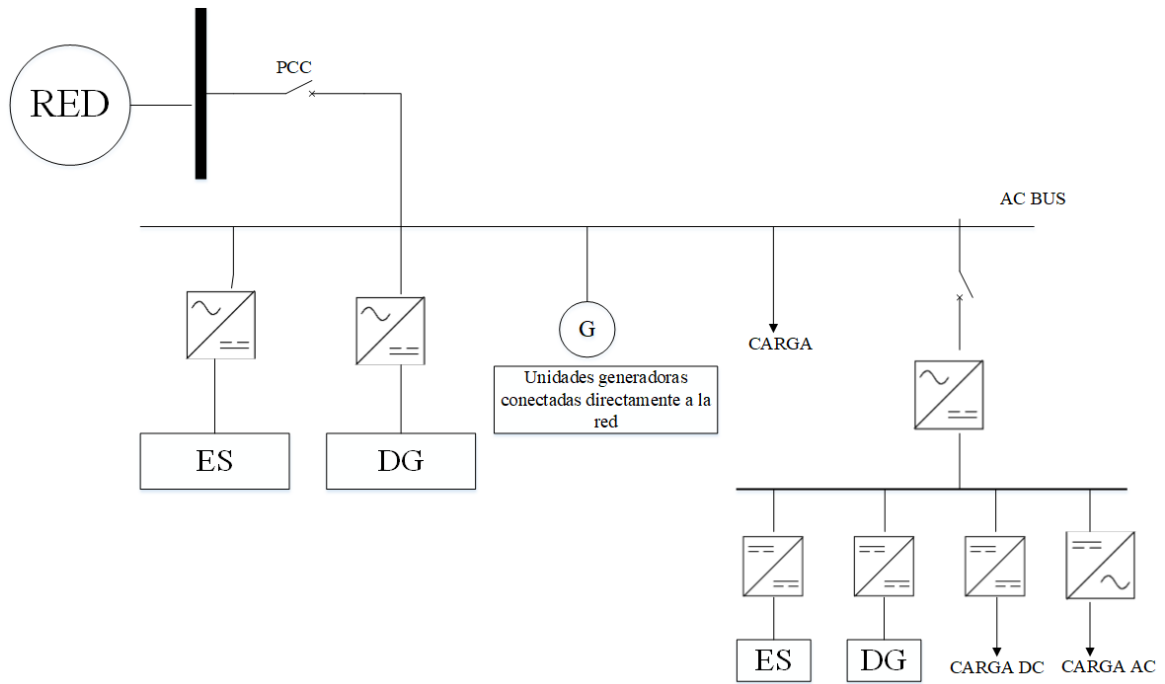


Figura 6. Micro -red híbrida AC-DC [24].

2.5 Control jerárquico de Micro-red.

Las unidades de GD al trabajar en modo aislado son las encargadas del control de voltaje, además del balance y despacho de potencia.

La estructura del control jerárquico en una MR puede ser descrita como cuatro niveles: responsable del proceso, censado y ajuste, monitoreo y supervisión y mantenimiento y optimización.

La estructura jerárquica se diseña de acuerdo con los objetivos de control, dividida en control primario, secundario y terciario [18], [46].

1) Nivel 3 (control terciario): el nivel de producción de energía controla el flujo de potencia entre la MR y la red

2) Nivel 2 (control secundario) asegura que el nivel eléctrico en la MR esté en los valores requeridos. Además, puede incluir un lazo de control de

sincronización para conectar o desconectar sin problemas la red.

3) Nivel 1 (Control primario): el método de control de caída es comúnmente usado para simular comportamientos físicos que hacen al sistema estable y más moderado. Puede incluir n lazos de control con una impedancia virtual para simular una salida física de la impedancia.

4) Nivel 0 (Lazos de control internos): este nivel de control controla y regula el voltaje y corriente de salida. Corresponde al nivel del control del hardware.

En las investigaciones de [7], [47] se refieren a un cuarto lazo de control, que consiste en la gestión de la MR desde un punto óptimo de operación. Que incluye la gestión económica de los sistemas de generación, previsión de la demanda, manejo de los sistemas de almacenamiento.

En las MR basadas en electrónica de potencia no se tiene inercia [36], debido al

origen de las fuentes, lo que conlleva a un cambio veloz del rango de frecuencia y caídas de frecuencia mayores. Consecuentemente, hay grandes diferencias entre los sistemas aislados y conectados que deben ser tomados en cuenta para el diseño de los esquemas de control.

El control primario se encarga de los lazos internos, añadiendo inercias virtuales y controlando la salida de las impedancias, el control secundario está dedicado a establecer las desviaciones de frecuencia y amplitud [2].

El control terciario regula el flujo de potencia entre la red y la MR en el PCC.

El control secundario en algunos casos recae en el control droop, es introducido para coordinar la operación de ES al modificar. Sin embargo, estudios realizados han mostrado [9] que en el control secundario es posible manejar una dinámica más lenta lo que permitiría la implementación de técnicas de control inteligente, adaptativo o tolerancia de fallos.

El sistema de control secundario y el sistema de gestión de energía generan señales de referencia para el control primario de la DG, las cuales son necesarias para la coordinación del funcionamiento de las unidades de las DG y también tienen la opción de obtener información de la MR.

Al conectar dos o más VSI en paralelo es posible la aparición de potencia activa y reactiva. Este nivel de control ajusta la frecuencia y amplitud del voltaje de referencia a lazo de control internos de voltaje y corriente. La idea principal de este nivel de control es replicar el comportamiento de un generador síncrono que introduce frecuencia cuando la potencia activa incrementa [44].

A continuación, se detallan algunos de los métodos utilizados para la mejora de la estabilidad de voltaje en MR.

2.5.1 Impedancia Virtual

La estrategia de la impedancia virtual consiste en la implementación de un valor de impedancia para compensar la ausencia de Estos dispositivos son capaces de incluir estrategias de control con lazos interior que, con el correcto cálculo de las ganancias, es decir su diseño.

Las impedancias virtuales pueden mejorar la robustez de los convertidores en las diferentes condiciones de carga.

El esquema del control de caída descentralizada es ampliamente aceptado como una estrategia para la compartición de carga activa y reactiva autónomamente sin otras unidades o un control central [45]. Las impedancias virtuales son módulos de control.

En la figura 7 se aprecian los tipos de lazos de control interno en [48] para el análisis de la operación de una MR monofásica. Se mostró que los lazos de impedancia virtual tienen una relación entre la compartición de corriente y el voltaje de distorsión armónica que ocurre en el PCC cuando existen cargas armónicas en la MR.

Los controladores que fueron considerados para un inversor de una sola fase consisten en un lazo de voltaje y un lazo interno de control. El diagrama de bloques de lazo de control interno se muestra en la figura 7. Los dos lazos de control están basados en el marco de referencia estacionario y los controladores de resonancia. Las funciones de transferencia de los controladores de voltaje y corriente son dadas por las ecuaciones (12) y (13). En la tabla 5 se observa la descripción de cada una de las variables de la figura.

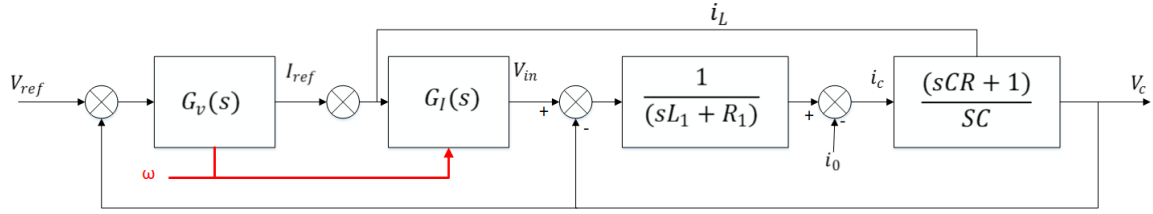


Figura 7. Diagrama de bloques lazo de control interno.

Tabla 5. Descripción diagrama de bloques lazo de control interno.

Variable	DESCRIPCIÓN
Vref	Voltaje de referencia que se determina con el lazo del control de caída.
IL	Corriente a través del lado del inductor del inversor.
I0	Es la corriente a través de la salida del transformador.
C	Filtro de la capacitancia.
R1	Resistencia de choque del lado del inversor y
R	Resistencia de amortiguación.

En la figura 8 se aprecian los tipos de control para impedancia virtual mostrados en la literatura.

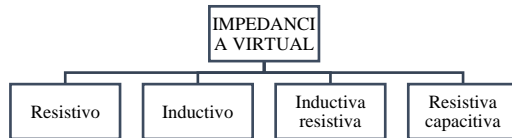


Figura 8 Técnicas impedancia virtual.

El método de control de caída conocido como P/Q, P/f y Q/V integrado al control local de las unidades de DG en

una red inductiva se describe con el siguiente grupo de ecuaciones [5]:

$$f = f_{0i} - K_{pi} P_{Gi} \quad (2)$$

$$|V_{Gi}| = |V_{G0i}| - K_{Qi} Q_{Gi} \quad (3)$$

Donde:

f	Salida de frecuencia.
f_{0i}	Frecuencia nominal
K_{pi}	Ganancia de frecuencia de caída
P_{Gi}	Potencia activa
V_{Gi}	Voltaje salida
V_{G0i}	Voltaje nominal
K_{Qi}	Ganancia de amplitud
Q_{Gi}	Potencia reactiva de la unidad DG.

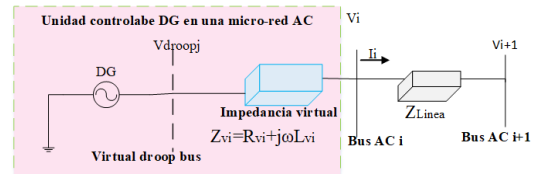


Figura 9. Control de impedancia virtual de una Micro-red AC [49].

$$Z_D(t) = z_f - (Z_f - Z_i)e^{-t/T} \quad (4)$$

Donde Z_i , Z_f son las impedancias virtuales iniciales y finales

respectivamente y T es la constante de tiempo para iniciar el proceso.

$$Z_{total}(s) = Z_{feeder}(s) + Z_{virtual}(s) + Z_{out}(s) \quad (5)$$

El enfoque de diseño de impedancia teniendo en cuenta la capacidad de potencia de DG [45], la potencia de salida real y reactiva. El desacoplamiento, y la estabilidad y las actuaciones transitorias de una MR en diferentes modos de funcionamiento.

2.5.2 Electrical Spring

En los últimos años se ha implementado una nueva metodología, conocida como inductor eléctrico (ES, por sus siglas en inglés), la cual provee estabilidad de potencia y voltaje en redes de energía renovable aisladas con incertidumbres en la red [46].

La ES representa una solución efectiva a las grandes fluctuaciones de potencia en la red al penetrar en redes de gran escala cuando los recursos distribuidos son de tipo solar o eólico.

Electrical spring (ES) es un dispositivo que realiza una operación de aumento y reducción de potencia para que coincida con la potencia de carga.

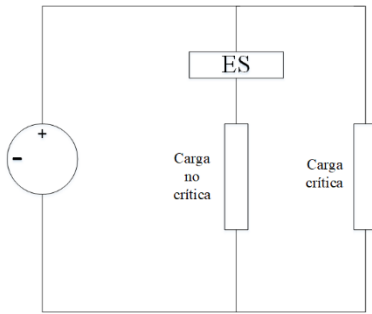


Figura 10 Electrical Spring. [32].

2.5.3 Droop control

Esta técnica de control es la solución para la compartición de demanda entre los DG y las MR autónomas que no tiene soporte

de la red eléctrica de distribución [37]. El control droop en una MR que está directamente en cuadratura cero, lo cual facilita el proceso de control al transformar las cantidades variables en el tiempo de voltaje y corriente en un marco de referencia de tres fases en DC.

Cabe resaltar que las MR aisladas, como se mencionó en la base teórica, tienen que regularse ellas mismas, al no contar con una red principal que lo haga. además, que a diferencia de los modelos de flujos de potencia tradicionales no existe barra slack y las DG son modeladas como barras PV y PQ [50].

En la literatura se ha presentado una modificación del control droop convencional.

En [31] el autor menciona que su trabajo propone un control droop adaptativo para satisfacer las características de repartición de potencia y la robustez de voltaje. la estrategia de controlador droop fue capaz de compartir la carga. En la estrategia de control droop robusto se demuestra que si la ganancia K_e es mayor es posible ayudar a respuesta más rápida y reducir el voltaje de caída.

Entre las técnicas categorizadas como robustas se tiene a “Sliding Mode Control” (SMC), que es uno de los métodos implementados para enfrentar variaciones repentinas de potencia de las fuentes y cargas y tiene una respuesta dinámica rápida. SMC es reconocido como una herramienta eficiente para hacer diseños de controladores robustos para plantas dinámicas no lineales complejas de alto orden operando en condiciones inciertas [49].

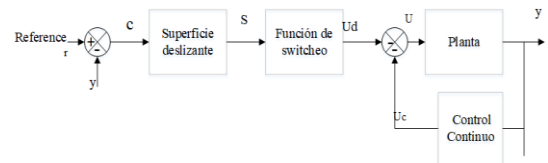


Figura 11 Diagrama de bloques “Slide Mode Controller” SMC [40].

El SMC se puede simbolizar como una ecuación diferencial de segundo orden para la que se necesita un amplio estudio numérico para garantizar la estabilidad del sistema. Una característica adicional es la recuperación en el error de estado estable y el tiempo de estabilización, que comprende el error de voltaje. La sincronización de fuentes viene dada por la siguiente expresión.

$$w_s = (V_{pcca}V_{g\beta} - V_{pcc\beta}V_{ga}) \frac{w_f}{s + w_f} \frac{k_{ps}s + k_{is}}{s} \quad (6)$$

Tabla 6. Variables utilizadas.

Variable	DESCRIPCIÓN
w	Frecuencia angular.
w^*	Referencia de frecuencia angular
E	Salida de voltaje.
P	Cantidad de observaciones.
P^*	Constante de confianza.
[Voltaje_RMS, source_1, source 2, DC1, DC2]	Valores registrados de la simulación.

3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En esta sección se detallará la solución al problema planteado, su modelamiento en los programas de ingeniería y los resultados alcanzados en este trabajo científico.

Se propone un sistema de dos generaciones distribuidas de tipo solar fotovoltaica con dos cargas respectivamente, es una modificación de los sistemas normalmente propuestos, ya

que agrega una segunda generación para que actúe a la par en el sistema [1].

Las DG pueden o no ser renovables, las RES debido a la intermitencia del comportamiento de su voltaje por la incertidumbre de los recursos naturales como el sol, por lo que su comportamiento en el PCC sería transitorio. Además, si la carga esta sobre la potencia límite máximo el sistema se volvería inestable y podría caer en colapso. Por lo que se busca que, con la estrategia de control, el inversor sea capaz de mantener el nivel de voltaje, a través de la implementación de los lazos de control.

3.1 Escenario para la investigación

El escenario de esta investigación se basa en el modelamiento de una red DC/AC de dos fuentes de generación distribuida fotovoltaica operando de manera aislada a la red principal.

La MR propuesta consta de dos fuentes PV, que están formado por un arreglo de celdas, inversores DC-DC y DC/AC. El modelo propuesto es adaptado de una MR en [18], adecuando los inversores DC/AC al sistema modificado, con el aumento de cargas para establecer otros escenarios de estudio.

En la figura 12 se puede observar dos fuentes de generación distribuida independientes conectadas al mismo punto PCC, donde la micro fuente será representada como una fuente DC conectada a un conversor de voltaje, Además de dos diferentes cargas trifásicas conectadas al sistema. Gracias al PCC el sistema podría trabajar de manera aislada o conectada a la red, donde la potencia activa y reactiva se expresa como en las ecuaciones 9 y 10.

Se muestra un sistema trifásico con cargas trifásicas. El sistema presentado es balanceado.

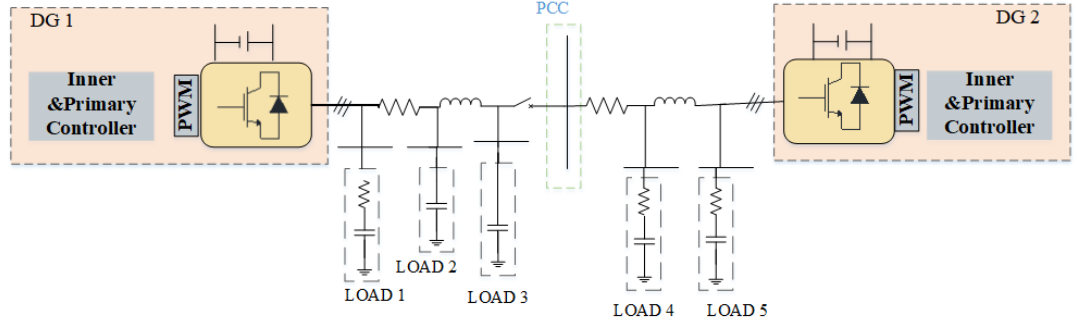


Figura 12. Micro-red AC-DC propuesta.

A continuación, se explica la capacidad de mantener precisa la compartición proporcional de carga y por lo tanto la robustez con respecto a parámetros de desviaciones, desajustes de componentes y perturbaciones.

$$n_i P_i = K_e (E^* - V_0) \quad (6)$$

De la ecuación 6 el lado izquierdo es el mismo para todos los inversores que operan en paralelo.

$$n_i P_i = \text{constant} \quad (7)$$

Lo que garantiza una precisa compartición de potencia real sin tener el mismo E_i . la precisión de la compartición de potencia no dependerá más de las impedancias de salida del inversor y también neutraliza los errores computacionales y perturbaciones.

En la figura 13 se observa el diagrama de bloques de la estrategia de droop control modificada a robusto y la tabla 7 cada una de las variables involucradas en este diagrama de bloques.

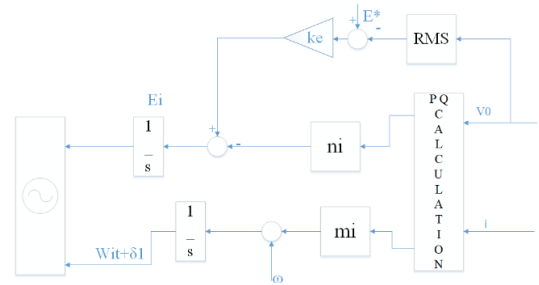


Figura 13. Controlador "droop" robusto [10].

Tabla 7. Variables controlador "droop" robusto.

Variable	Descripción
DG1	Observaciones de variables a procesar
DG2	Número de componentes a elegir
f	Frecuencia.
Tss	Tiempo de muestreo.
Cfmax	Coeficientes de los componentes principales.
Lf	Parámetro inductivo sistema
RLf	Resistencia del inductor
{VDC1, VDC2, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}	Valores registrados de la simulación.

Algoritmo 1: Algoritmo de solución	
	Entradas: Grid parameters, invertir
Paso 1:	parameters, DG1, DG2, f, Tss,Cfmax,Lf RLf
Paso 2:	Salidas: {V_DC1, VDC1, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}
Paso 3:	Inicialización: Datos_GD's
Paso 4:	Verificación del estado inicial del sistema Corrientes, voltajes, potencias.
Paso 5:	Definición de la función de transferencia Kpi,kri
Paso 6:	Lazo de control primario Ke, nd
Paso 7:	Lazo de control secundario Kp, ki
Paso 8:	Análisis de resultados del sistema. V,P, I, t.
Paso 9:	Medición del voltaje y potencia con variación carga. Variación de carga L1+15% L2+25%
Paso 10:	Resultado: V,I,P,Q,Vrms
Paso 11:	Lectura de datos: Simulink- Matlab.
Paso 12:	Fin.

3.2 Diseño del controlador

1) Identificación del sistema

Previo a la implementación de los distintos lazos de control previstos para este sistema, es primordial conocer su estado inicial y las deficiencias a mejorar.

En la tabla 8 se aprecia los valores eléctricos de la MR propuesta para validar la estrategia de control.

El sistema presentado opera a una frecuencia de 50 Hz ya que la mayoría de las aplicaciones de MR se encuentran en países europeos, rigiéndonos al benchmark se optó por tomar este valor normalizado en el extranjero. Sin embargo, se podría variar los valores del sistema ponerlo a operar al nivel de voltaje estandarizado en el país.

Tabla 8 Parámetros eléctricos del sistema.

PARÁMETRO	SYM	VALOR	UNIDAD
Frecuencia nominal	W	$2\pi.50$	Rad/s
Voltaje de la red	E	311	V
Inductancia de salida	L_0	1.8	mH
Filtro inductivo	Lt	1.8	mH
Filtro capacitivo	Cl	25	μF
Carga	R_L	200/40 0	Ω
Voltaje DC	Vdc	650	V

El voltaje pico de la red es 311 V por lo que su voltaje eficaz es 220 V.

En las tablas 9 y 10 se aprecia las características de las DG implementadas para la operación del sistema.

Tabla 9 Parámetros eléctricos de la DG1.

Parámetro	VALOR	UNIDAD
Voltaje del panel	650	V
Corriente del panel	7.84	A

Corriente del diodo	2.96	A
Potencia máxima PV	213.15	W
Temperatura	25	°C
Irradiancia	1000	W/m2

Tabla 10 Parámetros eléctricos de la DG2.

Parámetro	VALOR	UNIDAD
Voltaje del panel	650	V
Corriente del panel	7.84	A
Corriente del diodo	2.96	A
Potencia máxima PV	2.13.15	W
Temperatura	25	°C
Irradiancia	100	W/m2

Los valores de la temperatura y la irradiancia fueron establecidos de acuerdo con la base de datos de Simulink “NREL System Advisory Model” que incluye hojas de datos medidas bajo pruebas de condiciones estándares, STC, por sus iniciales en inglés.

El control primario realizado en este artículo se basa en la estrategia de control “universal control droop” modificado.

Algoritmo 1: Algoritmo de Droop control robusto

Paso 1:	Entradas: [Tss, Irradiance, Temperature, f, U, E^* , E^*]
Paso 2:	Salidas: {VDC1, VDC2, VS1, VS2, VRMS, P1, Q1, P2, Q2}
Paso 3:	Inicialización: Datos_GD's
Paso 4:	Medición de datos del sistema

VDC, I1, I2, I ref

Paso 5: Medición de corrientes del sistema

I1, I2, I ref

Paso 6: Cálculo de Potencias del inversor

$$P_n = \frac{UU_n}{X_n} \delta_n$$

Q

$$Q_n = \frac{UU_n - U^2}{X_n}$$

Paso 7: Sintonización de los convertidores del sistema kp, ki,

$$k_p = \frac{n_1 d_1 - n_0 d_2}{d_1^2}$$

$$k_i = \frac{n_0}{d_1}$$

Paso 8: Comparación de voltaje
Si $V < 1$ p.u

Inyección de potencia a convertidores de tensión.

Sino

Continuar

Fin Si

Paso 9: Estabilidad de voltaje del sistema

Paso 10: Retornar:

Variación de carga

L1+15%

L2+25%

Este principio se puede implementar en el VSI al aplicar el método “P/Q Droop”.

$$w = w^* - G_P(s) \cdot (P - P^*) \quad (8)$$

$$E = E^* - G_Q(s) \cdot (Q - Q^*) \quad (9)$$

Donde las variables w^* y E^* son las referencias de frecuencia y amplitud y w.

Las salidas de voltaje son representadas con la letra E. P^* y Q^* son las referencias y P y Q representan la potencia activa y reactiva respectivamente; y $G_P(s)$ y $G_Q(s)$ como sus funciones de transferencia.

El voltaje de salida del inversor puede ser regulado al controlar su potencia reactiva de salida y su frecuencia puede ser regulada al controlar su potencia activa [24]. Comprobándolo en las ecuaciones.

$$P_n = \frac{UU_n}{X_n} \delta_n \quad (10)$$

$$Q_n = \frac{UU_n - U^2}{X_n} \quad (11)$$

Donde U es la integración del voltaje, U_n la salida del voltaje del inversor, X_n es la impedancia de salida del inversor y δ_n el ángulo entre los voltajes.

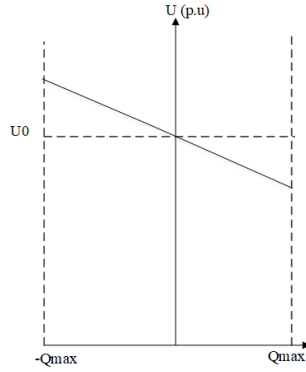


Figura 14. Características Droop control [43].

La transformada de Clarke se emplea para transformar la referencia en Alpha y beta para tener dos sistemas independientes de una sola fase. Los controladores de resonancia, PR, son aplicados para obtener una mejor regulación de voltaje con menos armónicos [18].

$$G_v(s) = k_{pv} + \frac{k_{rv}s}{s^2 + \omega_c^2} + \sum_{h=3,5,7} \frac{k_{hv}s}{s^2 + h\omega_c s + (h\omega_0)^2} \quad (12)$$

$$G_i(s) = k_{pi} + \frac{k_{ri}s}{s^2 + \omega_c s + \omega_0^2} + \sum_{h=3,5,7} \frac{k_{hi}s}{s^2 + h\omega_c s + (h\omega_0)^2} \quad (13)$$

En las ecuaciones anteriores k_{pv} y k_{pi} son ganancias proporcionales, k_{rv} y k_{ri} son las ganancias en la frecuencia fundamental, k_{hv} y k_{hi} son las ganancias resonantes en el armónico h , ω_c es el ancho de banda resonante usado para evadir los problemas de inestabilidad asociados con la ganancia infinita, ω_0 es la frecuencia fundamental [18].

Los valores obtenidos de las ecuaciones 12 y 13 son mostrados en la tabla 11.

La DG2 busca mejorar el comportamiento de esa parte del sistema a través un controlador PI, acción proporcional integral, que es definida mediante

$$u(t) = k_p e(t) + \frac{k_p}{T_i} \int_0^t e(\tau) d\tau \quad (14)$$

Donde T_i es el tiempo integral, responsable de la acción integral.

$$C_{PI}(s) = k_p \left(1 + \frac{1}{T_i s} \right) \quad (15)$$

Un controlador de la forma

$$C(s) = \frac{n_2 s^2 + n_1 s + n_0 d_2}{d_2 s^2 + d_1 s} \quad (16)$$

Donde los valores de las ganancias

$$k_p = \frac{n_1 d_1 - n_0 d_2}{d_1^2} \quad (17)$$

$$k_i = \frac{n_0}{d_1} \quad (18)$$

En la tabla 11 se puede observar los valores obtenidos para el control proporcional integral para el lazo de voltaje.

2. Parámetros de los inversores

El diseño de este estudio está basado en el control clásico, el sistema es implementado en Matlab Simulink. En la DG 1 se utilizó la técnica de control droop modificado robusto y en la DG 2 un controlador PI convencional.

Tabla 11. Parámetros del control interno.

CONTROL DEL INVERSOR	
	kp
Gi	0.2131
Gv	0.027

Tabla 12. Parámetros del control primario.

PARÁMETROS DEL INVERSOR					
	Ke	n	M	nd	Md
VSI1	7	0.2178	0.2178	0.003	0.2131

Tabla 13. Parámetros Control secundario.

PI	LAZO DE VOLTAJE
Kp	1.8151
ki	4.2968

4 CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio se plantea en una MR AC/DC, en estado asilado, la cual se alimenta por dos buses de sistemas fotovoltaicos que se conectan a un mismo punto PCC, cada DG alimenta 2 y 1 cargas respectivamente. Los valores asignados a los parámetros de los distintos elementos que constituyen el sistema de pruebas se proporcionan en el Apéndice [2], el mismo que ha sido aplicado en varias investigaciones con diferentes objetivos de estudio.

Se plantea tres escenarios de operación de la MR, el primero contempla el

funcionamiento original del sistema, con las dos GD acopladas; y el segundo escenario realiza variaciones en las cargas del sistema además de aumentar las cargas del sistema es un 15 y 25% respectivamente y en el tercero y último la introducción de una perturbación para verificar la robustez del controlador.

Para comenzar se realiza la identificación de la planta para posteriormente realizar un control primario y posteriormente continuar con el control secundario.

El índice de estabilidad de voltaje está el tiempo de más medidas de sincronización desde el área de monitoreo [49].

$$VSI = \min\left(\frac{P_{margin}}{P_{max}}, \frac{Q_{margin}}{Q_{max}}, \frac{S_{margin}}{S_{max}}\right) \quad (19)$$

$$P_{margin} = P_{max} - P \quad (20)$$

$$Q = Q_{max} - Q \quad (21)$$

$$S_{margin} = S_{max} - S \quad (22)$$

$$P_{max} = \frac{QR}{X} - \frac{v_s^2 R}{2x^2} \quad (23)$$

$$Q_{max} = \frac{PX}{R} - \frac{v_s^2 X}{4R^2} + \frac{|Z_{th}|V_s \sqrt{V_s^2 - 4QX}}{2x^2} \quad (24)$$

$$S_{max} = \frac{v_s^2 [|Z_{th}| - (\sin \sin(\theta) + \cos \cos(\theta))]}{2(\cos(\theta)X - \sin(\theta)R)^2} \quad (25)$$

Si el valor del índice es 1, el sistema se muestra estable y si el valor es 0 el voltaje se encuentra inestable.

5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la sección anterior se presentó el modelo a ser estudiado y la metodología para resolver el problema propuesto.

El primero, o el estado inicial del sistema, donde está operando en

condicionales normales, aislado de la red, con las dos DG acopladas sin las cargas conectadas. El segundo escenario con la inclusión de las cargas con el porcentaje de carga aumentado. En el tercer escenario se introduce una perturbación al sistema para verificar el funcionamiento del control droop robusto y el control PI.

5.1 Escenario 1

En este escenario se dará a conocer el estado inicial del sistema cabe resaltar que las DG operando simultáneamente, ya que al no contar con la referencia de la red principal se encuentran en una continua búsqueda del alcance entre la generación y demanda.

El control primario consta de tomar medidas locales, en el sistema propuesto se realizó un control primario donde se

desarrolló un control de voltaje y corriente, control de potencia. En las fuentes se realizó el diseño y la implementación de un droop control robusto. Para finalmente comparar su desempeño con el control PI.

A continuación, se observa el estado inicial de cada una de las fuentes del sistema en operación.

En la figura 15 se puede apreciar la salida del inversor de la DG1 y la señal de salida DC de la generación solar fotovoltaica 1, como se puede observar el voltaje pico de la salida del inversor es de aproximadamente 311 voltios y alcanza la estabilidad a los 0.15 segundos. Mientras que el VDC o DC link es de aproximadamente 650, los valores fueron basados en valores nominales.

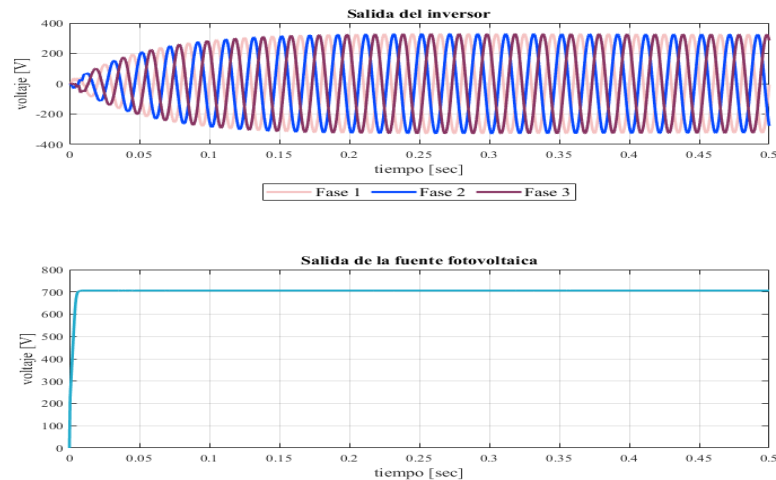


Figura 15. Fuente 1 escenario uno.

En la figura 16 se puede apreciar la salida del inversor de la DG 2 y la señal de salida DC de la generación solar fotovoltaica 2. Al inicio de la simulación se aprecia que el comportamiento de la señal poco a poco toma la forma

sinusoidal. Se puede observar que el tiempo de estabilización es los 0.1 segundos aproximadamente y de igual manera el voltaje DC es el establecido en los parámetros del sistema.

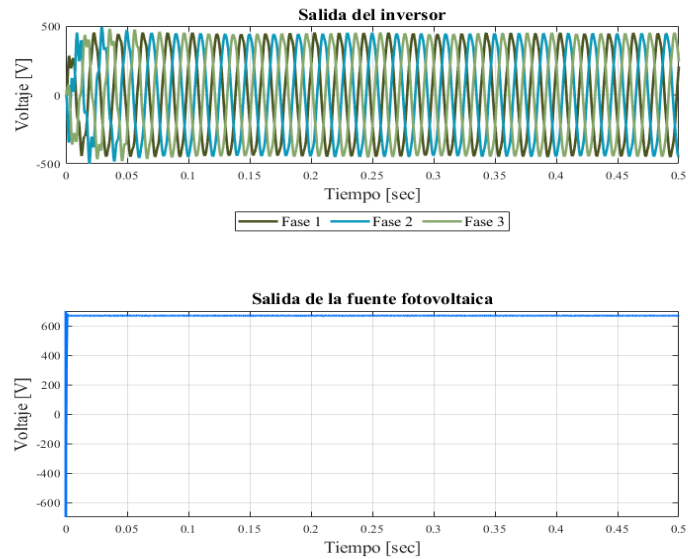


Figura 16. Fuente 2 escenario inicial.

En la figura 17 se puede observar el comportamiento de la potencia de las dos generaciones distribuidas en un lapso de un segundo. El control presentado se puede apreciar que llegan a un valor

constante y permanecen alrededor de los 1500 VA. El tiempo de levantamiento de la señal de potencia es del 0.1 segundo y el tiempo de asentamiento de la potencia es de 0.2 segundos.

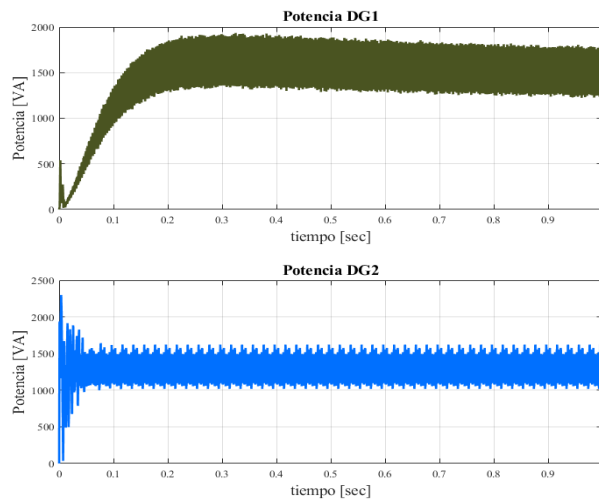


Figura 17. Potencias generaciones distribuidas.

En la figura 18 se puede apreciar los voltajes p.u. en las barras donde se encuentran conectadas las cargas. De acuerdo con los resultados obtenidos los voltajes están dentro del rango permitido,

muy cercanos a la unidad. Satisfaciendo cada una de las cargas.

En la figura 20 se observa el valor del voltaje RMS al que opera el sistema propuesto.

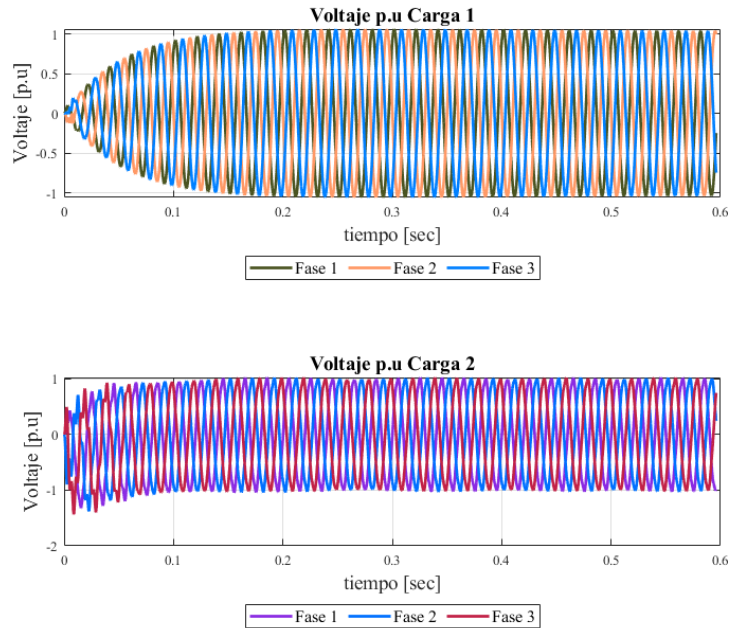


Figura 18. Voltaje p.u en las cargas.

En la figura 19 se aprecia el voltaje RMS del sistema y los voltajes en las

barras de las cargas 1 y 2 en el escenario inicial des sistema planteado.

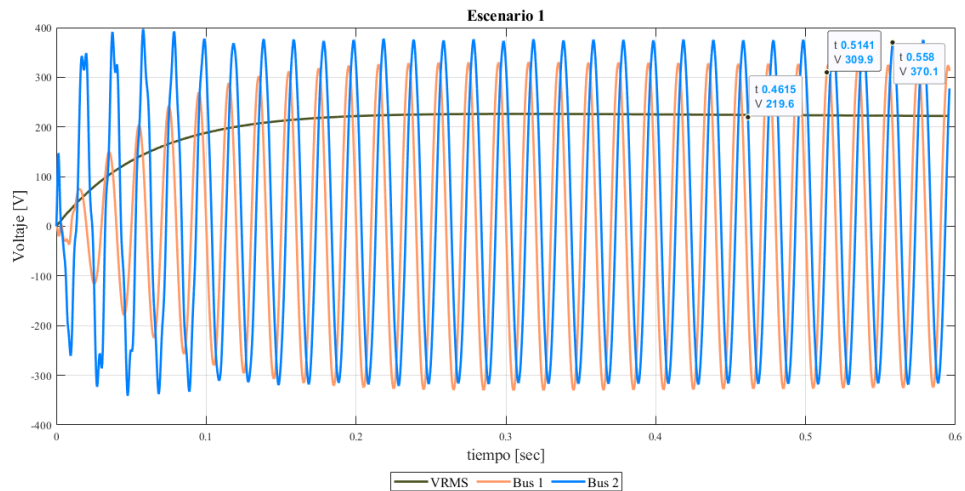


Figura 19. Escenario 1 Comparación de voltajes.

5.2 Escenario 2

En este escenario se presenta la variación de las dos cargas del sistema,

desde el inicio de la operación del sistema donde se aumenta 15 % y 20% de la potencia consumida de las cargas de sistema.

Con el fin de poner a prueba las estrategias de control implementadas en el sistema se realiza el aumento del valor de las cargas obteniendo como resultado las figuras siguientes.

En la figura 20 se observa el comportamiento del voltaje a la salida de la fuente al realizar el aumento de cargas,

donde el voltaje producido al estar acoplado desde el principio con la GD2.

Además, se puede apreciar que el tiempo de la estabilización de voltaje es reducido, como se observa el tiempo de estabilización es de 0.15 segundos.

La salida DC del sistema se estabilizada en 650 V en menos de 0.05 s.

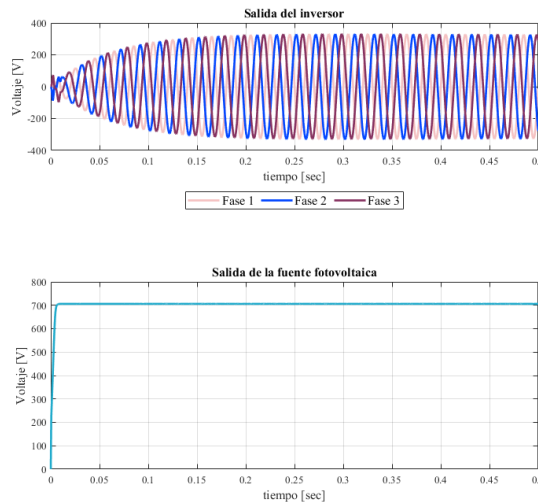


Figura 20. Fuente 1 escenario 2.

En la figura 21 se puede apreciar el voltaje rms del sistema, el cual

corresponde al 0.707 del voltaje pico, siendo 217.9 V.

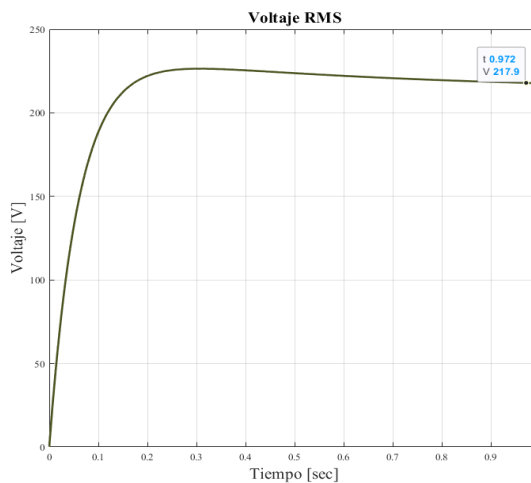


Figura 21. Voltaje RMS del sistema.

En la figura 22 se aprecia los voltajes a la salida de las fuentes de la DG 2, observando que se mantiene los voltajes DC y AC estabilizándose la señal DC a

los 0.05 s. y la señal AC a los 0.35 s. La salida mostrada de la DG2 es la salida del control PI implementado.

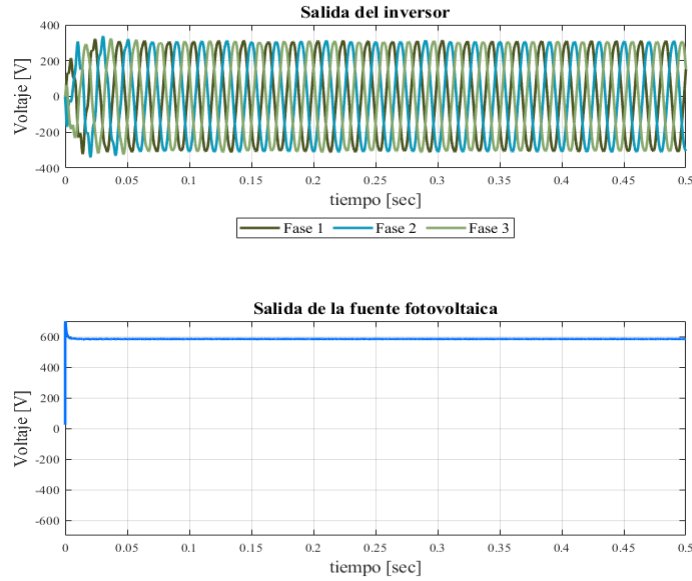


Figura 22. Fuente 2 escenario 2.

En la figura 23 se observa la potencia generada por cada una de las generaciones distribuidas a través del segundo de prueba del segundo escenario propuesto,

donde se observa que la potencia se estabiliza al cabo de 0.5 segundos alrededor de 1500 kVA.

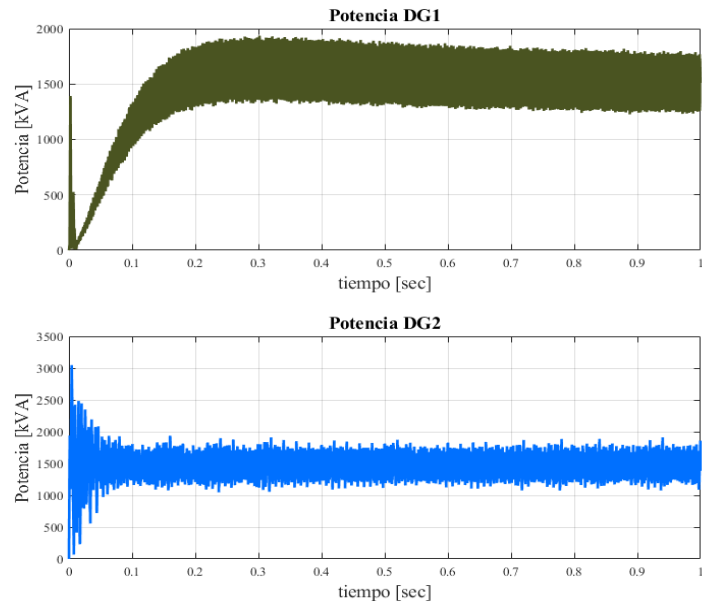


Figura 23. Potencias DG escenario 2.

En la figura 24 se observa que los valores p.u obtenidos están cercanos a la unidad por lo que se está asegurando que

llega el voltaje correcto a cada una de las cargas a pesar de haber aumentado se demanda.

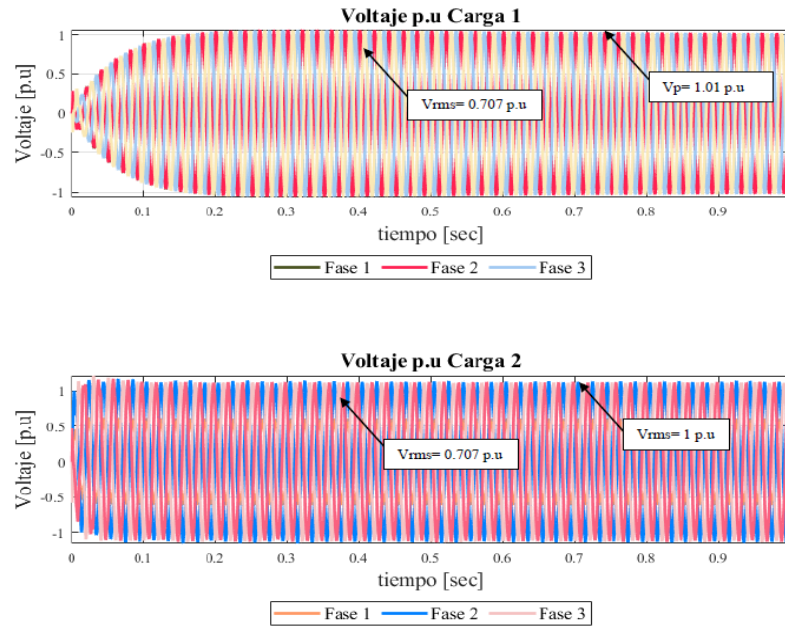


Figura 24. Voltaje p.u escenario 2.

5.3 Escenario 3

En este escenario después de haber visto el comportamiento del sistema en los dos escenarios previos se pone a prueba la robustez del controlador implementado a través de perturbaciones instantáneas que pueden sacar total o parcialmente una fuente del sistema.

El objetivo del control robusto es devolver la estabilidad del sistema al cabo del menor tiempo posible.

En la figura 25 se puede apreciar el comportamiento de la fuente uno al agregar una perturbación al sistema, como se puede observar en los primeros segundos antes de los 0.05 s se distingue una perturbación en el voltaje que rápidamente es compensada por la estrategia de control robusto llegando a su voltaje establecido a los 0.15 s.

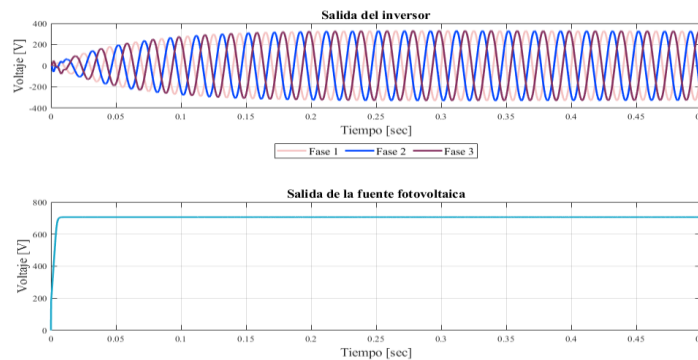


Figura 25. Fuente 1 escenario 3.

La figura 26 muestra el comportamiento de la DG 2 después de la presencia de la perturbación como se

puede al observar la señal se ve afectada los primeros microsegundos, sin

embargo, la estrategia de control permite al sistema estabilizarse a los 0.1 segundos.

De igual manera se aprecia el valor de la salida de la fuente fotovoltaica.

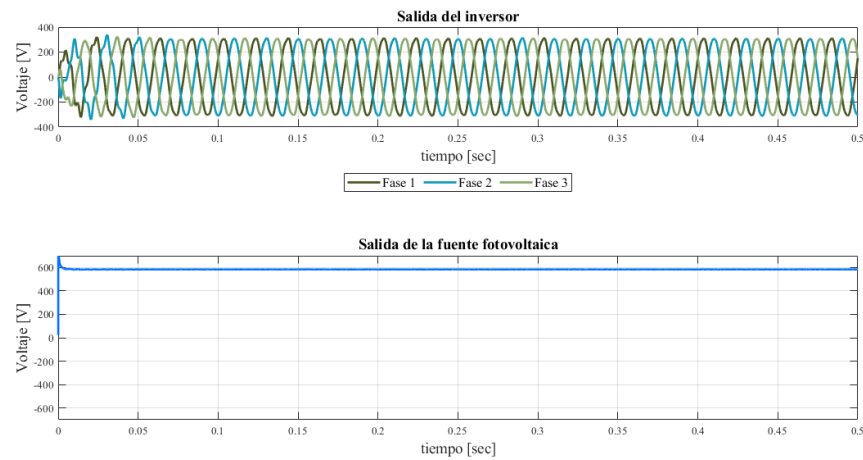


Figura 26. Fuente 2 escenario 3.

En la figura 27 se aprecia que la potencia del sistema inicial no se ve afectada, al ingresar la perturbación al

sistema, por lo que el control robusto cumple su función.

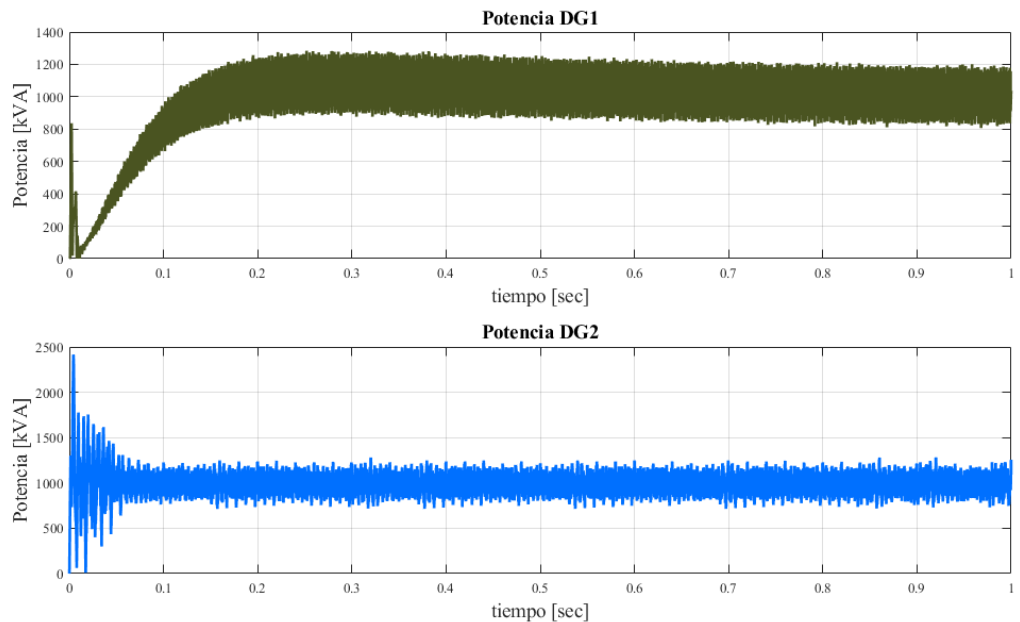


Figura 27. Potencias escenario 3.

En la figura 28 se aprecia el voltaje de las DGs, observando una perturbación inicial, la cual es reestablecida a su valor nominal al cabo de 0.1 s. además se aprecia que el tiempo de levantamiento es

menor a un milisegundo, indicando que la estrategia de control brinda una respuesta rápida a los cambios repentinos que podrían ingresar al sistema.

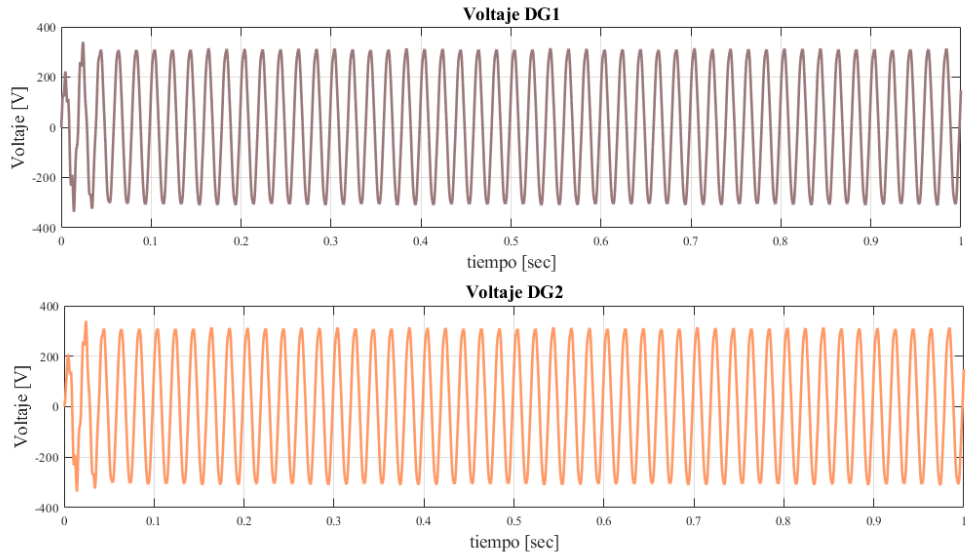


Figura 28. Voltaje con perturbación.

En la figura 29 se observa los valores de los voltajes por unidad en las barras de las cargas como se puede apreciar el voltaje en las cargas no es afectado, ya que la estrategia de control opera satisfactoriamente y logra establecer el voltaje en los valores deseados.

En la figura 30 se observa el valor de Y como el voltaje p.u. que es 1.005 p.u. Al tiempo de 0.2142 s.

Al inicio de la operación del sistema se observa una variación en la señal de voltaje en las barras de la carga uno y dos que al cabo de 0.1 s. se ve solucionada gracias a la estrategia de control.

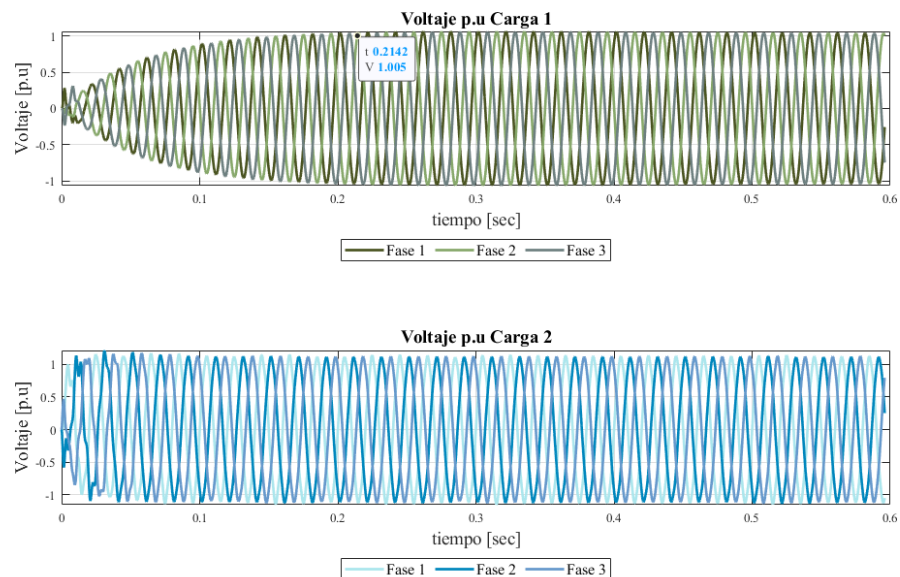


Figura 29. Voltaje con perturbación p.u.

Se pudo apreciar el comportamiento del voltaje a la salida de cada uno de los controladores implementados.

6 CONCLUSIONES

En el sistema presentado, una MR aislada con dos generaciones distribuidas acopladas de tipo solar fotovoltaico se desarrolló la estrategia de control droop robusto donde se pudo observar las salidas en AC y DC de las fuentes de generación distribuida, teniendo valores de voltaje 311 VAC y 650 VDC.

Se realizó la implementación de los inversores DC/AC mediante controladores clásicos tipo PI, limitando los valores de la corriente en las bobinas del convertidor de potencia.

El control droop convencional fue modificado para convertirlo en un control droop robusto, a través de la modificación del diagrama de bloques. se realizó la implementación de una ganancia en la realimentación a la salida de voltaje del inversor y la adición. Donde se pudo apreciar su eficacia al tomar menos de 0.35 segundos para estabilizar el sistema.

En los escenarios uno y dos se observa el comportamiento de las dos fuentes al operar conjuntamente. El tiempo de establecimiento del transitorio de voltaje toma un lapso menor a los 0.34 segundos.

Después de la implementación en el software Matlab / Simulink, se tiene que el sistema inicialmente planteado con dos GD de tipo DC abasteciendo diferentes tipos de carga, para poner a prueba la estrategia de control en el escenario uno se visualizó el estado inicial del sistema, en el escenario dos se varió la carga del sistema en un 15 y 20 %. Teniendo una respuesta del controlador en menos de 0.4 segundos donde a pesar del aumento de carga, el sistema responde en el mismo periodo de tiempo satisfaciendo los requerimientos del sistema en cuanto a

potencia y voltaje. Por último, en el escenario tres se agregaron perturbaciones instantáneas que pueden sacar total o parcialmente una fuente del sistema a las dos cargas trifásicas pueden mejorar su operación a través de la implementación de la estrategia de control droop robusto. En la GD 1 muestra un notable mejoramiento en el voltaje estableciendo el voltaje propuesto de 650 VDC al cabo de 0.37 segundos.

En los escenarios presentados se pudo observar que el voltaje que llega a cada una de las cargas es cercano a la unidad por lo que se está satisfaciendo la demanda.

En los escenarios presentados se pudo observar el comportamiento del voltaje de cada una de las cargas y fuentes después de la implementación del control droop robusto, donde los lazos de control de voltaje y corriente Por lo que la solución ideal sería la implementación del droop control en ambas generaciones distribuidas. Con el fin de obtener una estabilidad de voltaje más cercana al valor establecido y con menos tiempo de establecimiento para la operación correcta del sistema y un correcto abastecimiento de las diferentes cargas.

6.1 Trabajos futuros

Se puede investigar a partir de este caso de estudio un control robusto de voltaje, utilizado otras técnicas de control como impedancia virtual, H infinito.

Ampliar el espectro de tiempo de análisis para encontrar el comportamiento del controlador droop en un sistema acoplado a la red principal. Aplicar las estrategias a modelos estandarizados por IEEE o CIGRE.

Se debe tomar en cuenta que este tipo de sistemas son altamente no lineales, por lo que en el futuro sería más factible implementar sistemas de control no lineal. También se podría manejar al convertidor a

través de modelos linealizados más simples, con el fin de requiera menos esfuerzo de control.

El sistema de gestión de energía, EMS, juega un papel importante en el control de MR, por lo que su análisis sería conveniente para mejorar la calidad de energía del sistema.

7 REFERENCIAS

- [1] S. Sen and V. Kumar, "Microgrid modelling: A comprehensive survey," *Annu. Rev. Control*, vol. 46, no. xxxx, pp. 216–250, 2018, doi: 10.1016/j.arcontrol.2018.10.010.
- [2] J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, M. Savaghebi, and R. Teodorescu, "Modeling, analysis, and design of stationary reference frame droop controlled parallel three-phase voltage source inverters," *8th Int. Conf. Power Electron. - ECCE Asia "Green World with Power Electron. ICPE 2011-ECCE Asia*, no. c, pp. 272–279, 2011, doi: 10.1109/ICPE.2011.5944601.
- [3] M. Farrokhabadi *et al.*, "Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 1, pp. 13–29, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2925703.
- [4] U.S. Department of Energy, "DOE Microgrid Workshop Report," *Off. Electr. Deliv. Energy Reliab. Smart Grid R&D Program, San Diego, California.*, pp. 1–32, 2011.
- [5] T. Dragicevic, X. Lu, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 31, no. 7, pp. 4876–4891, 2016, doi: 10.1109/TPEL.2015.2478859.
- [6] J. M. Guerrero, J. C. Vasquez, and J. Matas, "Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization," *New Zeal. J. Educ. Stud.*, vol. 58, no. 1, pp. 35–51, 2011, [Online]. Available: <http://search.proquest.com/docview/58261700?accountid=8330%5Cnhttp://library.anu.edu.au:4550/reserv?genre=article&issn=00288276&title=New+Zealand+Journal+of+Educational+Studies&volume=27&issue=1&date=1992-05-01&atitle=The+Relational+School:+Fostering+Plu>.
- [7] L. Ortiz, J. W. González, L. B. Gutierrez, and O. Llanes-Santiago, "A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids," *Heliyon*, vol. 6, no. 8, 2020, doi: 10.1016/j.heliyon.2020.e04799.
- [8] K. Sheshyekani, I. Jendoubi, M. Teymuri, M. Hamzeh, H. Karimi, and M. Bayat, "Participation of distributed resources and responsive loads to voltage unbalance compensation in islanded microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, no. 6, pp. 858–867, 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5194.
- [9] A. A. Ejajal, A. H. Yazdavar, E. F. El-Saadany, and K. Ponnambalam, "On the loadability and voltage stability of islanded ac-dc hybrid microgrids during contingencies," *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 4, pp. 4248–4259, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2910734.
- [10] I. Ziovani, D. Boukhetala, A. M. Darcherif, B. Amghar, and I. El Abbassi, "Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters

- operated in parallel,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 95, pp. 188–201, 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2017.08.027.
- [11] V. Mariani, F. Vasca, J. C. Vásquez, and J. M. Guerrero, “Model Order Reductions for Stability Analysis of Islanded Microgrids With Droop Control,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 7, pp. 4344–4354, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2381151.
- [12] J. W. Simpson-Porco, F. Dörfler, and F. Bullo, “Voltage Stabilization in Microgrids via Quadratic Droop Control,” *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 62, no. 3, pp. 1239–1253, 2017, doi: 10.1109/TAC.2016.2585094.
- [13] T. S. Tran, D. T. Nguyen, and G. Fujita, “The analysis of technical trend in islanding operation, harmonic distortion, stabilizing frequency, and voltage of islanded entities,” *Resources*, vol. 8, no. 1, 2019, doi: 10.3390/resources8010014.
- [14] W. Pavon, E. Inga, and S. Simani, “Optimal distribution network planning applying heuristic algorithms considering allocation of PV rooftop generation,” 2020 *Ieee Andescon, Andescon 2020*, 2020, doi: 10.1109/ANDESCON50619.2020.9272062.
- [15] Y. Han, X. Ning, P. Yang, and L. Xu, “Review of Power Sharing, Voltage Restoration and Stabilization Techniques in Hierarchical Controlled DC Microgrids,” *IEEE Access*, file:///F/DECIMO_P56/PROYECTOS/PAPERS/PAPER_BASE_ING_TITULACION/criticalreviewonmicrogridsenergymanagement systems.pdf, vol. 7, pp. 149202–149223, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2946706.
- [16] Z. Shuai *et al.*, “Microgrid stability: Classification and a review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 167–179, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.201.
- [17] N. R. Merritt, C. Chakraborty, and P. Bajpai, “New Voltage Control Strategies for VSC-Based DG Units in an Unbalanced Microgrid,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 3, pp. 1127–1139, 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2657660.
- [18] S. Vargas and W. Pavón, “Optimal sizing and allocation of photovoltaic generation in a georeferenced micro grid using column generation,” *Rev. Técnica Energía*, vol. 17, pp. 71–79, 2020, [Online]. Available: <https://web.a.ebscohost.com/abstract?direct=true&profile=ehost&scope=site&authtype=crawler&jrnl=13905074&AN=144915416&h=EHYDm9%2F4wClYMs2dNf9sO3FTi6LmxG1KdRwSMlGIqgzCkLR0VBOyaqN7gzhF2OCk4IkZHNTI9ribqxeLNDYDw%3D%3D&crl=c&resultNs=AdminWebAuth&resultLocal=>.
- [19] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, “A review of droop control techniques for microgrid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. March, pp. 717–727, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.03.028.
- [20] S. Pinzón and W. Pavón, “Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 15, no. 2, pp. 76–82, 2019, doi: 10.37116/revistaenergia.v15.n2.2019.380.

- [21] M. Babazadeh and H. Karimi, "Robust decentralized control for islanded operation of a microgrid," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039646.
- [22] M. Hamzeh, S. Emamian, H. Karimi, and J. Mahseredjian, "Robust Control of an Islanded Microgrid Under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 4, no. 2, pp. 512–520, 2016, doi: 10.1109/JESTPE.2015.2459074.
- [23] Q. C. Zhong, "Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1281–1290, 2013, doi: 10.1109/TIE.2011.2146221.
- [24] T. V. Vu, D. Perkins, F. Diaz, D. Gonsoulin, C. S. Edrington, and T. El-Mezyani, "Robust adaptive droop control for DC microgrids," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 146, no. January, pp. 95–106, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.01.021.
- [25] A. U. Krismanto, N. Mithulananthan, and A. Lomi, "Dynamic droop control in microgrid for stability enhancement considering RES variation," *2017 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur. ISGT-Europe 2017 - Proc.*, vol. 2018-Janua, pp. 1–6, 2017, doi: 10.1109/ISGTEurope.2017.8260149.
- [26] C. F. Bordón, L. Schenberger, F. Berterame, C. M. Chezzi, and J. J. Penco, "Estrategia para la Gestión de una Micro Red," *2018 IEEE 9th Power, Instrum. Meas. Meet. EPIM 2018*, no. December, 2018, doi: 10.1109/EPIM.2018.8756437.
- [27] F. Adinolfi, F. Conte, S. Massucco, A. Pitto, and F. Silvestro, "Dynamic models for Distributed Energy Resources in a Microgrid environment," *2015 IEEE 1st Int. Forum Res. Technol. Soc. Ind. RTSI 2015 - Proc.*, pp. 280–285, 2015, doi: 10.1109/RTSI.2015.7325111.
- [28] L. A. Paredes, B. R. Serrano, and M. G. Molina, "Voltage Stability Improvement with a DSTATCOM in a Microgrid Integrated by DG Solar Photovoltaic and Conventional," *Rev. Técnica "energía"*, vol. 16, 2020, [Online]. Available: <http://revistaenergia.cenace.org.ec/index.php/cenace/article/view/350/408>.
- [29] F. Katiraei, "Dynamic analysis and control of distributed energy resources in a micro-grid," p. 165, 2005, [Online]. Available: <http://en.scientificcommons.org/56083405>.
- [30] A. Gupta, S. Doolla, and K. Chatterjee, "Hybrid AC-DC Microgrid: Systematic Evaluation of Control Strategies," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3830–3843, 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2727344.
- [31] J. Oviedo, J. Bastidas, and J. Solano, "Técnicas de análisis y control para la mejora de la estabilidad de microrredes eléctricas: revisión en la literatura Techniques of analysis and control to improve the stability of electrical microgrids: review in the literature," *SICEL*, pp. 1–10, 2017, [Online]. Available: <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/viewFile/64224/66148>.
- [32] F. Gao, R. Kang, J. Cao, and T.

- Yang, "Primary and secondary control in DC microgrids: a review," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 227–242, 2019, doi: 10.1007/s40565-018-0466-5.
- [33] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Águila, J. W. González, G. J. López, and I. Isaac, "Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode," *Heliyon*, vol. 5, no. 12, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [34] T. Morstyn, S. Member, B. Hredzak, and S. Member, "Control Strategies for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems: An Overview," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–15, 2016, doi: 10.1109/TSG.2016.2637958.
- [35] G. Wang, X. Wang, F. Wang, and Z. Han, "Research on hierarchical control strategy of AC/DC hybrid microgrid based on power coordination control," *Appl. Sci.*, vol. 10, no. 21, pp. 1–24, 2020, doi: 10.3390/app10217603.
- [36] A. Bernstein, J. Y. Le Boudec, L. Reyes-Chamorro, and M. Paolone, "Real-time control of microgrids with explicit power setpoints: Unintentional islanding," *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015, doi: 10.1109/PTC.2015.7232750.
- [37] A. Micallef, M. Apap, C. Spiteri-Staines, and J. M. Guerrero, "Performance comparison for virtual impedance techniques used in droop controlled islanded microgrids," *2016 Int. Symp. Power Electron. Electr. Drives, Autom. Motion, SPEEDAM 2016*, pp. 695–700, 2016, doi: 10.1109/SPEEDAM.2016.7526013.
- [38] A. P. N. Tahim, D. J. Pagano, E. Lenz, and V. Stramosk, "Modeling and Stability Analysis of Islanded DC Microgrids under Droop Control," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 30, no. 8, pp. 4597–4607, 2015, doi: 10.1109/TPEL.2014.2360171.
- [39] M. Karami, H. Seifi, and M. Mohammadian, "Seamless control scheme for distributed energy resources in microgrids," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 11, pp. 2756–2763, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.1466.
- [40] M. F. Zia, E. Elbouchikhi, and M. Benbouzid, "Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects," *Appl. Energy*, vol. 222, no. May, pp. 1033–1055, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.04.103.
- [41] L. Setyawan, W. Peng, and X. Jianfang, "Implementation of sliding mode control in DC microgrids," *Proc. 2014 9th IEEE Conf. Ind. Electron. Appl. ICIEA 2014*, pp. 578–583, 2014, doi: 10.1109/ICIEA.2014.6931231.
- [42] I. M. W. Consensus-based, "Voltage Stability and Reactive Power Sharing in Distributed Voltage Control," pp. 1–14, 2015.
- [43] C. Li, S. K. Chaudhary, M. Savaghebi, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Power flow analysis for low-voltage AC and DC microgrids considering droop control and virtual impedance," no. June, pp. 1–1, 2017, doi: 10.1109/ptc.2017.7981159.
- [44] L. Fusheng, L. Ruisheng, and Z. Fengquan, "Composition and classification of the microgrid," *Microgrid Technol. Eng. Appl.*, pp. 11–27, 2016, doi: 10.1016/b978-0-

- 12-803598-6.00002-4.
- [45] J. Zhou and P. T. Cheng, "A Modified Q – V Droop Control for Accurate Reactive Power Sharing in Distributed Generation Microgrid," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 4, pp. 4100–4109, 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2903093.
 - [46] G. Becerra-Nunez *et al.*, "An FPGA Kalman-MPPT Implementation Adapted in SST-Based Dual Active Bridge Converters for DC Microgrids Systems," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 202946–202957, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3033718.
 - [47] O. Palizban and K. Kauhaniemi, "Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44. Elsevier Ltd, pp. 797–813, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.008.
 - [48] Q. Wang, W. Zuo, M. Cheng, F. Deng, and G. Buja, "Hierarchical control with fast primary control for multiple single-phase electric springs," *Energies*, vol. 12, no. 18, 2019, doi: 10.3390/en12183511.
 - [49] R. R. Micky, R. Lakshmi, R. Sunitha, and S. Ashok, "Assessment of voltage stability in microgrid," *Int. Conf. Electr. Electron. Optim. Tech. ICEEOT 2016*, pp. 1268–1273, 2016, doi: 10.1109/ICEEOT.2016.7754887.
 - [50] B. Srinivasarao, S. V. N. L. Lalitha, and Y. Sreenivasarao, "Investigations on sliding mode controlled micro grid system with improved time domain response," *Int. J. Innov. Technol. Explor. Eng.*, vol. 8, no. 8, pp. 1–11, 2019.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 14. Matriz de estado del arte

ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.																																
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA									
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Microgrid Stability	Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids	Robust Control of a Microgrid	Voltage Stability and Reactive Power Sharing	DG units are connected to a point of common coupling	Distributed energy resources non conventional	Voltage stability	Multiple sources analysis	Robust decentralized control	Accurate power sharing	Islanded Microgrids	Three-phase inverters	DC sources	AC DC Microgrid	Grid connected	Voltage control	Control robusto H	Hierarchical control with droop control	Ideal controller for integrating power sharing and participating in distributed multi-agent control strategies	A droop like voltage feedback	Virtual Impedance	Robust control strategy for the autonomous operation of a microgrid	Model Order Reductions for Stability Analysis	Controller based on power-angle droop	Virtual impedance applied to Microgrids	Hierarchical control for microgrid based on three-phase voltage source	Droop control proposed to improve microgrid stability,P.S.V	PI controllers	
1	2018	Microgrid modelling: A comprehensive survey	17	✗		✗	✗		✗		✗			✗	✗	✗					✗		✗							✗	✗	✗
2	2011	Modeling, analysis, and design of stationary reference frame droop controlled parallel three-phase voltage source inverters	625	✗					✗								✗		✗		✗					✗				✗		
3	2020	Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples	81	✗	✗			✗		✗				✗							✗					✗				✗		✗
4	2011	DOE Microgrid Workshop Report	11	✗				✗						✗			✗							✗	✗							✗
5	2016	DC Microgrids - Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques	763	✗	✗				✗	✗						✗		✗		✗		✗	✗				✗		✗	✗	✗	
6	2011	Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization	3791		✗				✗	✗	✗			✗			✗				✗									✗		✗
7	2020	A review on control and fault-tolerant control systems of AC/DC microgrids	1	✗				✗		✗	✗			✗			✗	✗	✗		✗					✗						
8	2019	Participation of distributed resources and responsive loads to voltage unbalance compensation in islanded microgrids	1	✗						✗				✗					✗				✗					✗			✗	
9	2019	On the loadability and voltage stability of islanded ac-dc hybrid microgrids during contingencies	4	✗				✗			✗							✗					✗				✗					

ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.																																	
DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA											
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Microgrid Stability	Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids	Robust Control of a Microgrid	Voltage Stability and Reactive Power Sharing	DG units are connected to a point of common coupling	Distributed energy resources non-conventional	Voltage stability	Multiple sources analysis	Robust decentralized control	Accurate power sharing	Islanded Microgrids	Three-phase inverters	DC sources	AC DC Microgrid	Grid connected	Voltage control	Control robusto H	Hierarchical control with droop control	Ideal controller for integrating power sharing and participating in frequency	distributed multi-agent control strategies	A droop like voltage feedback controller	Virtual Impedance	Robust control strategy for the autonomous operation of a microgrid	Model Order Reductions for Stability	Controller based on power-angle droop	Virtual impedance applied to Microgrids	Hierarchical control for microgrid based on three-phase voltage source inverters	Droop control proposed to improve microgrid stability,P.SV	PI controllers	
10	2018	Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel	28	✖	✖										✖						✖												
11	2015	Model Order Reductions for Stability Analysis of Islanded Microgrids With Droop Control	19	✖				✖	✖					✖	✖					✖			✖								✖	✖	
12	2017	Voltage Stabilization in Microgrids via Quadratic Droop Control	181	✖		✖	✖	✖		✖				✖			✖		✖		✖										✖		
13	2019	The analysis of technical trend in islanding operation, harmonic distortion, stabilizing frequency, and voltage of islanded entities	4	✖	✖					✖							✖		✖				✖								✖	✖	
14	2020	Optimal distribution network planning applying heuristic algorithms considering allocation of PV rooftop generation	1	✖							✖						✖														✖		
15	2016	Microgrid stability: Classification and a review	175	✖	✖			✖		✖					✖							✖									✖	✖	✖
16	2019	Review of Power Sharing, Voltage Restoration and Stabilization Techniques in Hierarchical Controlled DC Microgrids	19	✖	✖		✖		✖					✖		✖						✖									✖		
17	2017	New Voltage Control Strategies for VSC-Based DG Units in an Unbalanced Microgrid	46	✖				✖							✖								✖						✖				
18	2020	Optimal sizing and allocation of photovoltaic generation in a georeferenced micro grid using column generation	0	✖		✖			✖								✖					✖											✖
19	2017	A review of droop control techniques for microgrid	143	✖	✖			✖	✖	✖		✖		✖			✖	✖	✖			✖		✖		✖		✖		✖			

ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.																																
		DATOS		TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA						PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA								
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Microgrid Stability	Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids	Robust Control of a Microgrid	Voltage Stability and Reactive Power Sharing	DG units are connected to a point of common busbar	Distributed energy resources non-conventional	Voltage stability	Multiple sources analysis	Robust decentralized control	Accurate power sharing	Islanded Microgrids	Three-phase inverters	DC sources	AC DC Microgrid	Grid connected	Voltage control	Control robusto H	Hierarchical control with droop control	Ideal controller for integrating power sharing and participating in frequency distributed multi-agent control strategies	A droop like voltage feedback controller	Virtual Impedance	Robust control strategy for the autonomous operation of a microgrid	Model Order Reductions for Stability Analysis	Controller based on power-angle droop	Virtual impedance applied to Microgrids	Hierarchical control for microgrid based on three-phase voltage source	Droop control proposed to improve microgrid stability,P.S.V	PI controllers	
20	2019	Diseño de Sistemas de Control Basados en el Análisis del Dominio en Frecuencia	1	✖				✖								✖					✖											
21	2011	Robust decentralized control for islanded operation of a microgrid	69			✖					✖			✖							✖					✖					✖	
22	2016	Robust Control of an Islanded Microgrid Under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions	66			✖		✖						✖								✖				✖						
23	2013	Robust droop controller for accurate proportional load sharing among inverters operated in parallel	749	✖		✖		✖						✖			✖			✖						✖						
24	2017	Robust adaptive droop control for DC microgrids	52	✖		✖				✖					✖	✖							✖			✖						
25	2017	Dynamic droop control in microgrid for stability enhancement considering RES variation		✖				✖		✖									✖		✖					✖						
26	2018	Estrategia para la Gestión de una Micro Red	2	✖				✖							✖				✖			✖				✖						
27	2015	Dynamic models for Distributed Energy Resources in a Microgrid environment	1	✖		✖				✖		✖				✖					✖										✖	
28	2020	Voltage Stability Improvement with a DSTATCOM in a Microgrid Integrated by DG Solar Photovoltaic and Conventional	4	✖				✖										✖			✖									✖		✖
29	2005	Dynamic analysis and control of distributed energy resources in a micro-grid	53	✖				✖									✖		✖													✖
30	2018	Hybrid AC-DC Microgrid: Systematic Evaluation of Control Strategies	96	✖				✖									✖				✖		✖								✖	✖

ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.																																	
ITEM	DATOS			TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO						RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA										
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Microgrid Stability	Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids	Robust Control of a Microgrid	Voltage Stability and Reactive Power Sharing	DG units are connected to a point of common coupling	Distributed energy resources non conventional	Voltage stability	Multiple sources analysis	Robust decentralized control	Accurate power sharing	Islanded Microgrids	Three-phase inverters	DC sources	AC DC Microgrid	Grid connected	Voltage control	Control robusto H	Hierarchical control with droop control	Ideal controller for integrating power sharing and participating in frequency	distributed multi-agent control strategies	A droop like voltage feedback controller	Virtual Impedance	Robust control strategy for the autonomous operation of a microgrid	Model Order Reductions for Stability	Controller based on power-angle droop	Virtual impedance applied to Microgrids	Hierarchical control for microgrid based on three-phase voltage source inverters	Droop control proposed to improve microgrid stability.P.SV	PI controllers	
31	2017	Técnicas de análisis y control para la mejora de la estabilidad de microrredes eléctricas: revisión en la literatura Techniques of analysis and control to improve the stability of electrical microgrids: review in the literature	1	✗		✗		✗						✗				✗			✗								✗	✗			
32	2019	Primary and secondary control in DC microgrids: a review	28	✗				✗						✗		✗	✗				✗										✗		
33	2019	Hybrid AC/DC microgrid test system simulation: grid-connected mode	16	✗				✗										✗			✗											✗	
34	2016	Control Strategies for Microgrids with Distributed Energy Storage Systems : An Overview	187	✗		✗		✗							✗		✗				✗	✗			✗	✗	✗				✗		
35	2020	Research on hierarchical control strategy of AC/DC hybrid microgrid based on power coordination control	0	✗				✗							✗							✗					✗				✗		
36	2015	Real-time control of microgrids with explicit power setpoints: Unintentional islanding	10	✗	✗											✗					✗										✗		
37	2016	Performance comparison for virtual impedance techniques used in droop controlled islanded microgrids	17	✗				✗						✗											✗	✗					✗		
38	2015	Modeling and Stability Analysis of Islanded DC Microgrids under Droop Control	188	✗	✗			✗						✗								✗									✗	✗	
39	2016	Seamless control scheme for distributed energy resources in microgrids	16	✗				✗						✗																	✗	✗	

ESTRATEGIA DE CONTROL ROBUSTO DESCENTRALIZADO PARA UNA MICRO-RED AISLADA CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA ACOPLADA PARA MEJORAR LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE.																																	
ITEM	DATOS		TEMÁTICA			FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETIVO					RESTRICCIONES DEL PROBLEMA					PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA					SOLUCIÓN PROPUESTA												
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Microgrid Stability	Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids	Robust Control of a Microgrid	Voltage Stability and Reactive Power Sharing	DG units are connected to a point of common coupling (PCC)	Distribributed energy resources non convetional	Voltage stability	Multiple sources analysis	Robust decentralized control	Accuratepower sharing	Islanded Microgrids	Three-phase inverters	DC sources	AC DC Microgrid	Grid connected	Voltage control	Control robusto H	Hierarehical control with droop control	Ideal controller for integrating power sharing and participating in frequency control of a power distributed multi-agent control strategies	A droop like voltage feedback controller	Virtual Impedance	Robust control strategy for the autonomous operation of a microgrid	Model Order Reductions for Stability Analysis	Controller based on power-angle droop	Virtual impedance applied to Microgrids	Hierarchical control for microgrid based on three-phase voltage source inverters	Droop control proposed to improve microgrid stability.PSV	PI controllers		
40	2018	Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects	272	✖				✖		✖		✖	✖				✖					✖				✖				✖			
41	2014	Implementation of sliding mode control in DC microgrids	8	✖		✖				✖				✖			✖	✖				✖				✖				✖			
42	2015	Voltage Stability and Reactive Power Sharing in Distributed Voltage Control	278	✖			✖	✖	✖					✖			✖					✖								✖			
43	2017	Power flow analysis for low-voltage AC and DC microgrids considering droop control and virtual impedance	120	✖				✖		✖							✖						✖					✖			✖		
44	2016	Composition and classification of the microgrid	3	✖				✖		✖				✖	✖	✖	✖	✖	✖			✖				✖					✖		
45	2019	A Modified Q – V Droop Control for Accurate Reactive Power Sharing in Distributed Generation Microgrid	15	✖			✖	✖					✖				✖						✖								✖		
46	2019	Hierarchical control with fast primary control for multiple single-phase electric springs	1	✖	✖			✖							✖		✖					✖									✖		
47	2020	An FPGA Kalman-MPPT Implementation Adapted in SST-Based Dual Active Bridge Converters for DC Microgrids Systems	0	✖					✖									✖	✖			✖				✖					✖		✖
48	2015	Hierarchical control structure in microgrids with distributed generation: Island and grid-connected mode	150		✖			✖							✖			✖				✖				✖							
49	2016	Assessment of voltage stability in microgrid	4	✖		✖							✖						✖														
50	2019	Investigations on sliding mode controlled micro grid system with improved time domain response	1	✖	✖			✖									✖							✖							✖		
CANTIDAD:			46	13	12	5	33	10	16	6	3	3	21	12	9	22	11	12	4	28	9	4	7	3	18	3	3	2	29	13	10		

7.2 Resumen de Indicadores

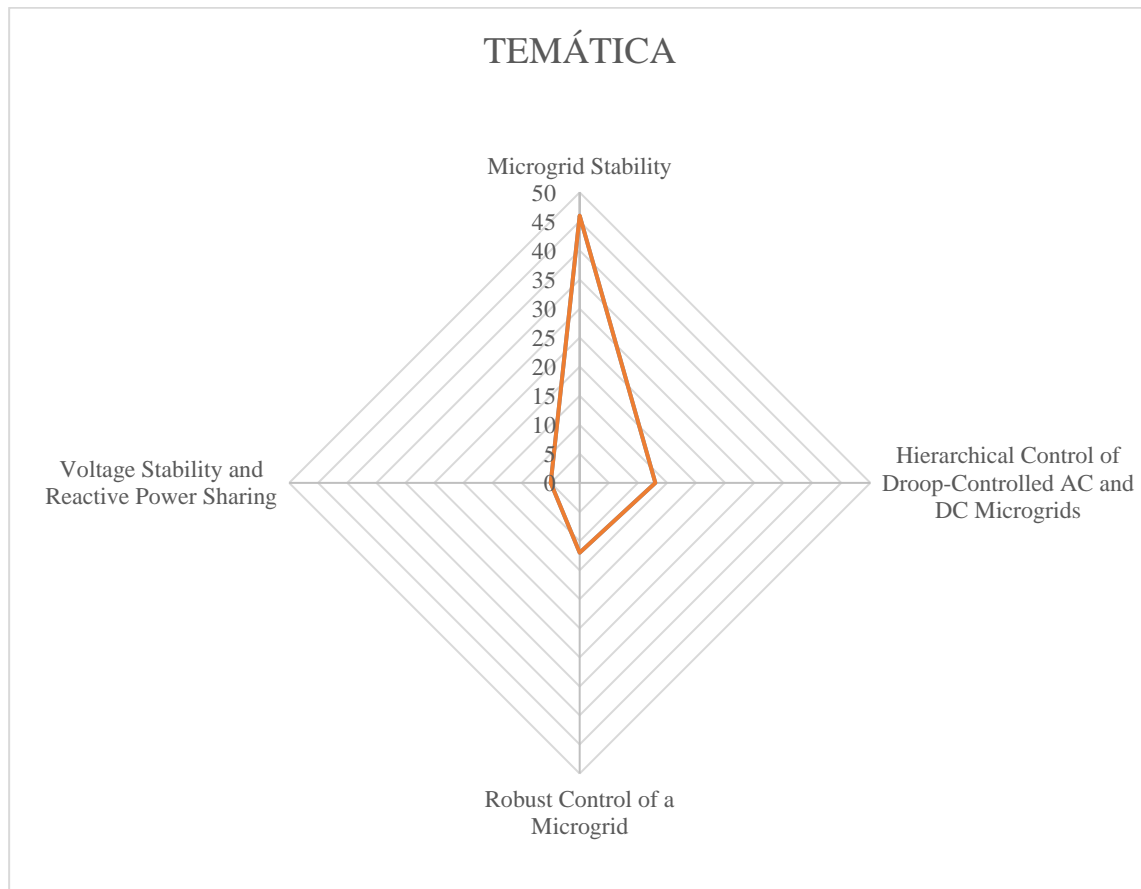


Figura 30. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

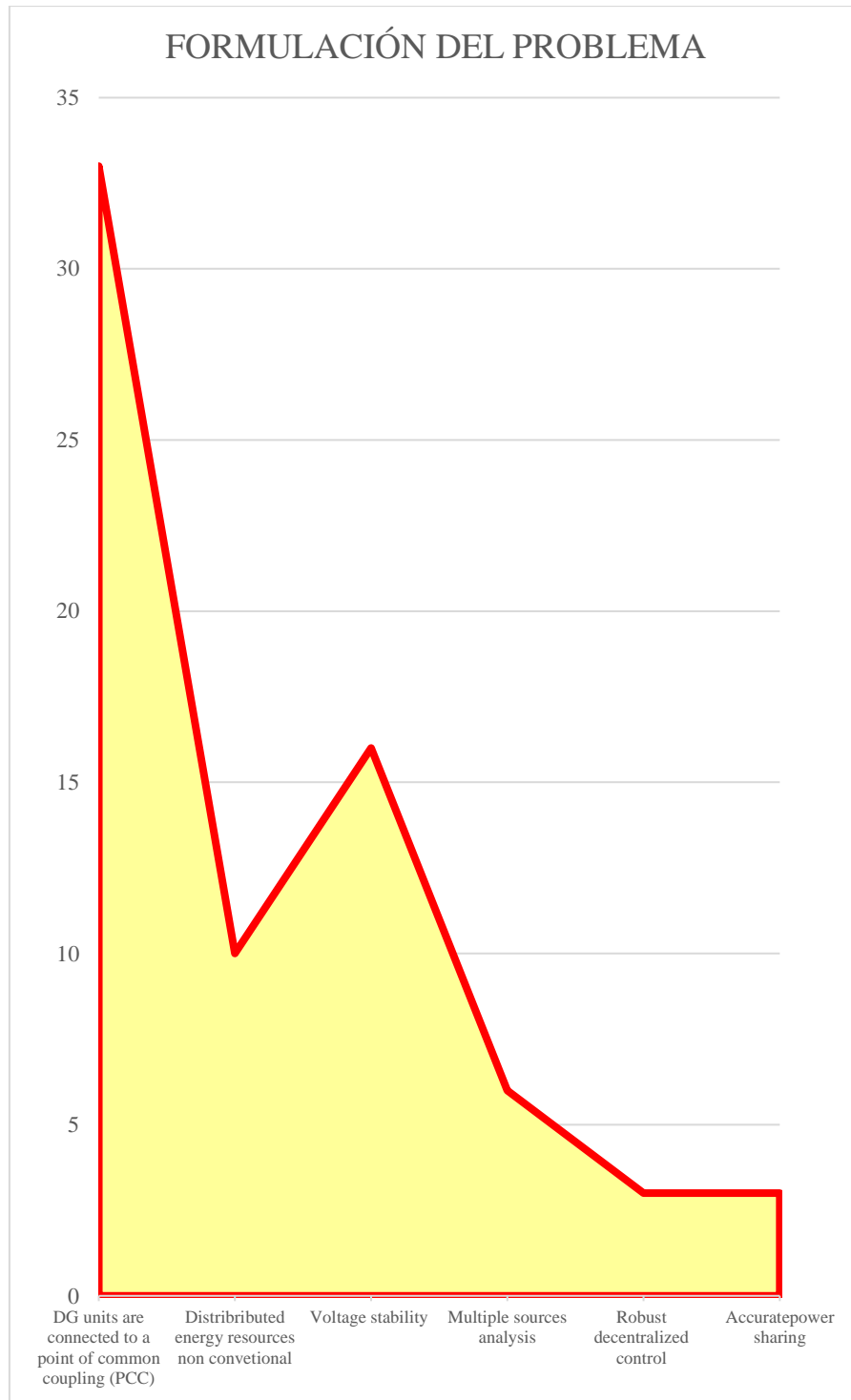


Figura 31. Indicadores de formulación de problemas.

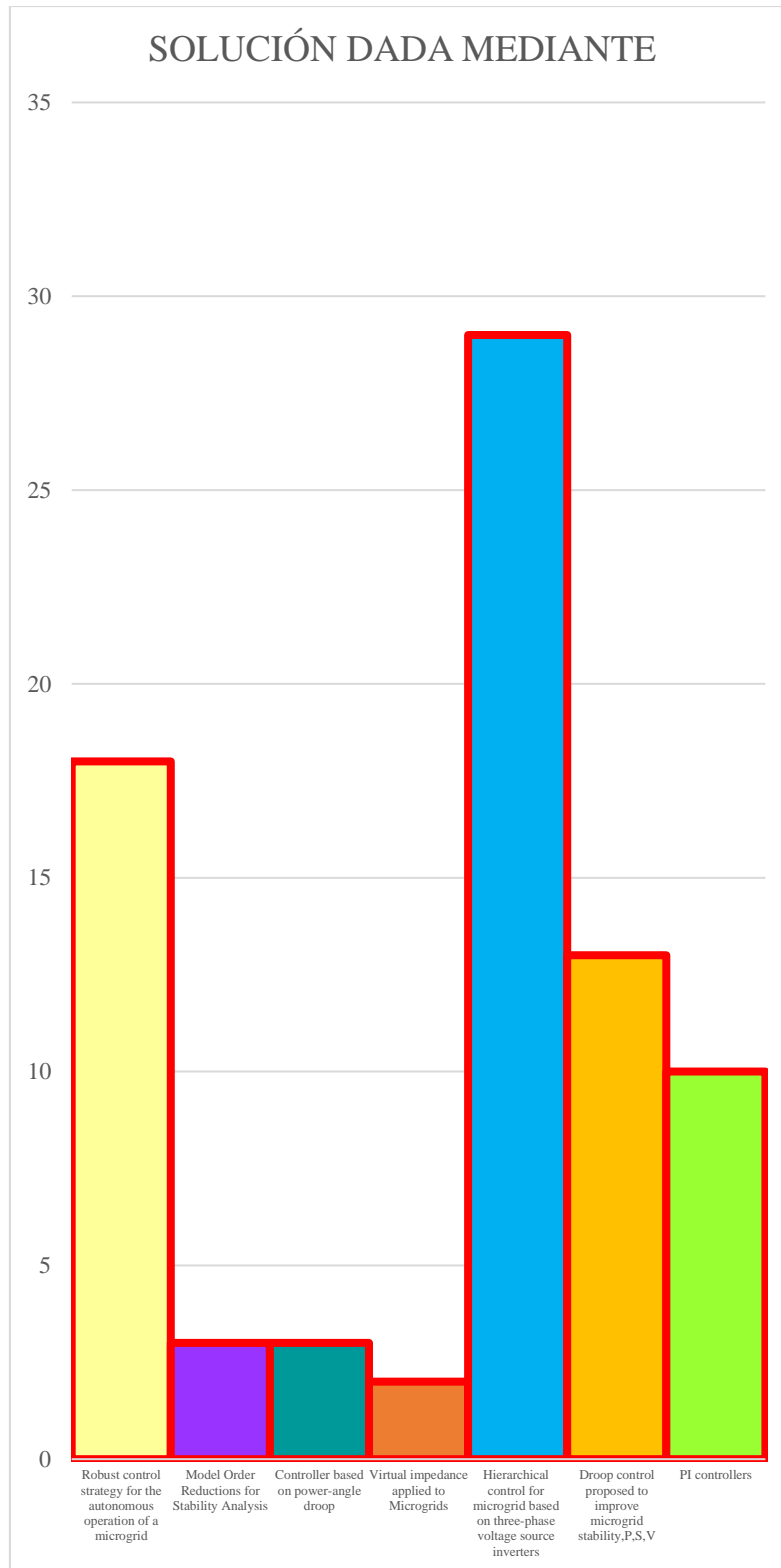


Figura 32. Indicador de solución - Estado del arte.